

Technologiebericht

1.5 Solarthermische Kraftwerke

innerhalb des Forschungsprojekts

TF_Energiewende

Klaus Hennecke
Simon Dieckmann
Stefano Giuliano
Reiner Buck
Peter Schwarzbözl

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Disclaimer:

Das diesem Bericht zugrunde liegende Forschungsvorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen 03ET4036A-C durchgeführt. Die Verantwortung für den Inhalt dieses Berichts liegt bei den Autoren und Autorinnen.

Bitte den Bericht folgendermaßen zitieren:

Henneck, K.; Dieckmann, S.; Giuliano, S.; Buck, R.; Schwarzbözl, P. (2017): Technologiebericht 1.5 Solarthermische Kraftwerke. In: Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hrsg.): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken

Hinweis:

Die multi-kriterielle Bewertung und generell die Erstellung dieses Berichts basiert auf den Vorgaben, die in Teilbericht 1 beschrieben sind:

Viebahn, P.; Kobiela, G.; Soukup, O.; Wietschel, M.; Hirzel, S.; Horst, J.; Hildebrand, J. (2017): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 1 (Kriterienraster zur Bewertung der Technologien innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende) an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal Institut, Fraunhofer ISI, IZES: Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

Kontakt:

Klaus Hennecke

Tel.: +49 2203 / 601 – 3213

Fax: +49 2203 / 601 – 4141

E-Mail: klaus.hennecke@dlr.de

DLR

Linder Höhe

51147 Köln

Review durch:

Thomas Fluri (Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme)

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	3
Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen	5
Tabellenverzeichnis	6
Abbildungsverzeichnis	7
Zusammenfassung (Steckbrief)	8
1 Beschreibung des Technologiefeldes	10
1.1 Einführung	10
1.2 Solarthermische Kraftwerke mit Salzschnelze als Wärmeträger- und Speichermedium	12
1.2.1 Solarturmkraftwerke	12
1.2.2 Parabolrinnenkraftwerke	14
1.2.3 Kostensenkungspotenziale	15
1.3 Solar-hybride Biomasse-Heizkraftwerke	17
1.3.1 Anlagenkonzept	18
1.3.2 Beispielszenario solare Strom- und Wärmekosten in Deutschland	19
2 Stand F&E in Deutschland	20
2.1 Solarthermische Kraftwerke mit Salzschnelze	20
2.1.1 Solarturmkraftwerke	20
2.1.2 Parabolrinnenkraftwerke	21
2.2 Solar-Hybride Biomasse-Heizkraftwerke	22
3 Relevanz öffentlicher Förderung	23
3.1 Kriterium 1: Vorlaufzeiten	23
3.2 Kriterium 2: Forschungs- und Entwicklungsrisiken (technisch, wirtschaftlich, rohstoffseitig)	25
4 Detaillierte Bewertung des Technologiefeldes	28
4.1 Kriterium 3: Marktpotenziale	28
4.2 Kriterium 4: Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionszielen	31
4.3 Kriterium 5: Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz	31
4.4 Kriterium 6: Kosteneffizienz	33
4.5 Kriterium 7: Inländische Wertschöpfung	34
4.6 Kriterium 8: Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich	36
4.7 Kriterium 9: Gesellschaftliche Akzeptanz	40
4.8 Kriterium 10: Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit	42
4.9 Kriterium 11: Abhängigkeit von Infrastrukturen	42
4.10 Kriterium 12: Systemkompatibilität	43
5 F&E-Empfehlungen für die öffentliche Hand	46
5.1 Bewertung im Hinblick auf übergeordnete politische Zielsetzungen	46
5.1.1 Beitrag zur Erfüllung der energiepolitischen und klimapolitischen Vorgaben	46

5.1.2	<i>Ausbau der führenden Position deutscher Unternehmen</i>	46
5.1.3	<i>Sicherung technologischer Optionen</i>	47
5.1.4	<i>Synergien mit anderen Bereichen</i>	47
5.2	Wichtige künftige Themen	47
5.2.1	<i>Unterstützung des Markteintritts</i>	47
5.2.2	<i>Steigerung der Systemwirkungsgrade</i>	48
5.2.3	<i>Reduzierung der Investitionskosten</i>	48
5.2.4	<i>Effizienzsteigerung des Anlagenbetriebs</i>	48
5.2.5	<i>Sektorübergreifende Anwendungen</i>	49
	Literaturverzeichnis	50
6	Anhang	52
6.1	Kurzbeschreibung Solarturmtechnologien mit alternativen Wärmeträgermedien	52
6.1.1	<i>Solarturmsysteme mit offenem Luftreceiver und Luft als Wärmeträgermedium</i>	52
6.1.2	<i>Solarturmsysteme mit keramischen Partikeln als Wärmeträger- und Speichermedium</i>	53
6.1.3	<i>Solarturmsysteme mit Flüssigmetallen als Wärmeträgermedium</i>	54
6.2	Aktueller Kraftwerkspark (Ende 2014)	56
6.3	Stromimport in verschiedenen Szenarien	59
6.4	CO ₂ -Vermeidungspotenzial	59

Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen

Abkürzungen

B.A.U.	Business-as-usual
BHKW	Blockheizkraftwerk
CSP	Concentrating Solar Power (konzentrierende Solartechnik)
DNI	Direkt-Normal-Strahlung
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LEC	Levelized Electricity Cost (gemittelte Stromgestehungskosten)
ORC	Organic Rankine Cycle (Dampfprozess mit organischem Arbeitsmedium)
WACC	Weighted Average Cost of Capital (gewichtete durchschnittliche Kapitalkosten)

Einheiten und Symbole

%	Prozent
€	Euro
°C	Grad Celsius


Tabellenverzeichnis

Tab. 1-1	Techno-ökonomische Kenndaten für solarthermische Kraftwerke -----	12
Tab. 1-2	Techno-ökonomische Kenndaten für die solare Hybridisierung von Biomasse-Heizkraftwerken -----	19
Tab. 3-1	Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung des Technologiefelds solarthermische Kraftwerke -----	24
Tab. 3-2	Aktuelles Entwicklungsstadium des Technologiefelds solarthermische Kraftwerke -----	26
Tab. 3-3	Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit Technologiefeld solarthermische Kraftwerke -----	27
Tab. 4-1	Bandbreite des globalen Technologieeinsatzes für das Technologiefeld solarthermische Kraftwerke (absolute Werte aller installierten Anlagen im jeweiligen Stichjahr) -----	28
Tab. 4-2	Analyse des globalen Marktpotenzials für das Technologiefeld solarthermische Kraftwerke -----	29
Tab. 4-3	Analyse des globalen Marktpotenzials für das Technologiefeld solarthermische Kraftwerke -----	29
Tab. 4-4	Bandbreite des nationalen Technologieeinsatzes für das Technologiefeld solarthermische Kraftwerke (absolute Werte aller installierten Anlagen im jeweiligen Stichjahr) -----	30
Tab. 4-5	Analyse des nationalen Marktpotenzials für das Technologiefeld solarthermische Kraftwerke -----	30
Tab. 4-6	Ermittlung der Wachstumsrate für das Technologiefeld solarthermische Kraftwerke -----	30
Tab. 4-7	Jährlich vermiedene Treibhausgas-Emissionen durch solarthermische Kraftwerke in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (jeweils in Spannbreiten) -----	31
Tab. 4-8	Jährlich vermiedener Primärenergieeinsatz durch solarthermische Kraftwerke in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (in Spannbreiten) -----	32
Tab. 4-9	Alternativabschätzung des jährlich vermiedenen oder zusätzlichen Ressourceneinsatzes durch solarthermische Kraftwerke in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall -----	33
Tab. 4-10	Mögliche jährliche inländische Wertschöpfung für 10 % Marktanteil und 40 % Wertschöpfungsanteil am Umsatz bei solarthermischen Kraftwerken -----	36
Tab. 4-11	Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich des Technologiefelds solarthermische Kraftwerke -----	37
Tab. 4-12	Bewertung des Standes von Forschung und Entwicklung für das Technologiefeld solarthermische Kraftwerke – Input-Orientierung -----	38
Tab. 4-13	Bewertung von Stand und Trends der Forschung und Entwicklung für das Technologiefeld solarthermische Kraftwerke – Output-Orientierung -----	39
Tab. 4-14	Übersicht Gesellschaftliche Akzeptanz -----	42
Tab. 4-15	Indikatoren zur Bewertung der Pfadabhängigkeit und Reaktionszeit des Technologiefelds solarthermische Kraftwerke -----	42
Tab. 4-16	Abhängigkeit des Technologiefelds solarthermische Kraftwerke von Infrastrukturen -----	43
Tab. 6-1	Bis Ende 2014 weltweit installierte solarthermische Kraftwerke -----	56
Tab. 6-2	Ausgewertete Quellen zum Stromimport aus solarthermischen Kraftwerken -----	59
Tab. 6-3	Bestimmung der CO ₂ -Emissionsfaktoren -----	60

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1-1	Solarthermische Kraftwerke: Anteile der Technologien an der Marktentwicklung (aktuelle Projektentwicklung, in Bau bzw. in Betrieb)-----	11
Abb. 1-2	Schematischer Aufbau eines Salzturmkraftwerkes -----	13
Abb. 1-3	Übersicht Solarturm-Projekte -----	14
Abb. 1-4	Anlagenschema Parabolrinnenkraftwerk mit Salzschnmelze -----	15
Abb. 1-5	Vergleich der CSP Stromgestehungskosten für verschiedene Einstrahlungs- (DNI) und Finanzierungsbedingungen (WACC) in 2015 und 2025 mit veröffentlichten Abnahmetarifen (PPA) der Kraftwerke NOOR 2 und NOOR 3 in Marokko -----	16
Abb. 1-6	Kostensenkungspotenziale für die Parabolrinnentechnologie bis 2025 unterteilt nach technischen Leistungsverbesserungen (violett), Betriebskosten (rot) und Investitionskosten (dunkel-/hellgrün) -----	16
Abb. 1-7	Kostensenkungspotenziale für die Turmtechnologie bis 2025 unterteilt nach technischen Leistungsverbesserungen (violett), Betriebskosten (rot) und Investitionskosten (dunkel-/hellgrün) -----	17
Abb. 1-8	Beispielkonzept einer CSP/Biomasse-KWK -----	18
Abb. 4-1	Relative Anteile ausgewählter Länder an wissenschaftlichen Veröffentlichungen zu solarthermischen Kraftwerken -----	39
Abb. 6-1	Schema eines Solarturm-Kraftwerks mit volumetrischem Receiver und Luft als Wärmeträgermedium -----	53
Abb. 6-2	Schema eines Solarturm-Kraftwerks mit Partikeln als Wärmeträger- und Speichermedium -----	54
Abb. 6-3	Schema eines Solarturm-Kraftwerks mit Flüssigmetall als Wärmeträger- und Speichermedium -----	55

Zusammenfassung (Steckbrief)

Technologiefeld Nr. 1.5 Solarthermische Kraftwerke				 Deutsches Zentrum DLR für Luft- und Raumfahrt		
A) Beschreibung des Technologiefeldes und F&E-Bedarf						
Beschreibung des Technologiefeldes						
– Technologie A: Parabolrinne bzw. Tower, Molten Salt als Wärmeträger- und Speichermedium, 3-stelliger MWe-Bereich, Standort: Mittelmeerraum, zur Residuallastdeckung über HGÜ						
– Technologie B: Hybride Biomasse-Heizkraftwerke zur Brennstoffeinsparung, Parabolrinne mit Thermoöl oder Direktverdampfung, bis kleiner 2-stelliger MW-Bereich, Mitteleuropa						
Technologische Reife: A: Demonstration (TRL 7), je ein Turm- bzw. Parabolrinnenkraftwerk <100 MWe, Mittelmeerraum; B: Demonstration (TRL 7), ein Biomasse-Hybridkraftwerk in Spanien						
Kritische Aspekte der Betriebsführung bzw. Komponenten:						
– A: Salzkompositionen zur Senkung des Schmelzpunktes, Betriebsstrategien und Einrichtungen/ Begleittheilungen zum sicheren Befüllen, Entleeren und „Anti-Freeze-Betrieb“, Konzentratoren und Receiver						
– B: Systemintegration und Regelung zur Sicherung der Versorgung bei minimierten Stand-by-Verlusten						
Entwicklungsziele						
– Kurzfristig: Unterstützung der Markteinführung zur Erreichung von TRL 9						
– Mittel-bis langfristig: Kostensenkung durch effizientere Prozesse (Temperaturerhöhung, ggf. neue Wärmeträgermedien), Kostengünstigere Materialien und Fertigung der Komponenten (TRL 2-5)						
Technologie-Entwicklung						
Techno-ökonomische Kenndaten für solarthermische Kraftwerke						
	Einheit	Heute	2020	2030	2040	2050
Systemwirkungsgrad	%	15-17	16-18	17-20	18-21	19-22
Durchschnittliche Volllaststunden	h	2.500	2.500	3.000	3.500	4.000
Lebensdauer	a	>30	35	35	40	40
Spezifische Investitionskosten	€/kW	4.500	3.400	2.700	2.400	2.200
Durchschnittliche Stromgestehungskosten	€/ct/kWh	13,1	10,4	7,7	6,2	5,8
Quelle: Eigene Abschätzung auf der Basis von ACATECH (2015), IEA (2014), Greenpeace (2016)						
Techno-ökonomische Kenndaten für die solare Hybridisierung von Biomasse-Heizkraftwerken						
	Einheit	Heute	2030	2050		
Solare Volllaststunden Wärme	h	900	900	900		
Solare Volllaststunden Strom	h	445	445	445		
Lebensdauer	a	>20	>20	>20		
Investitionskosten – Solarfeld	€/m²	240	160	80		
Investitionskosten – Power Block	€/kW _{el}	800	800	800		
Gesamtinvestitionskosten Solarfeld	€/kW _{el}	4.250	2.910	1.570		
Fixe jährliche Betriebskosten Solarfeld	€/kW _{el}	82	59	35		
Solare Stromgestehungskosten	€/ct/kWh	0,15	0,10	0,05		
Solare Wärme gestehungskosten	€/ct/kWh	0,072	0,050	0,027		
Quelle: DLR, Solarfeldkosten aus ACATECH (2015)						
F&E-Bedarf						
– Kurzfristig: Qualifizierung von Kompon. und Gesamtsys., Validierung von Betriebs- und Sicherheitskonzepten						
– Langfristig: Entwicklung von Medien, Komponenten und Systemen für höhere Betriebstemperaturen						

B) Multikriterielle Bewertung	
Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionsminderungszielen	
<p>Jährlich vermiedene Treibhausgas-Emissionen durch Technologiefeld 1.5 in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Szenarienbereich DE_80%: 4,6 – 31 Mio. t CO_{2-äq}/a – Szenarienbereich DE_90%: 31 – 63 Mio. t CO_{2-äq}/a <p>Die Fähigkeit zur Residuallastdeckung ermöglicht zusätzlich zu den direkten Beiträgen aus solarthermischen Kraftwerken auch weitere Steigerungen der Einspeisung kostengünstigerer, fluktuierender Erneuerbarer.</p>	
Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz	
<p>Jährlich vermiedener Primärenergieeinsatz durch Technologiefeld 1.5 in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall</p> <ul style="list-style-type: none"> – Szenarienbereich DE_80%: 49 – 359 PJ/a – Szenarienbereich DE_90%: 337 – 717 PJ/a – B: Schonung begrenzt verfügbarer Biomasse-Ressourcen – keine kritischen Rohstoffe 	
Kosteneffizienz	
<ul style="list-style-type: none"> – A: gegenüber Stand der Technik Kostensenkungspotenzial ca. 30 % bis 2030 – B: hohes Kostensenkungspotenzial (Treiber: Technologieentwicklung und Produktionssteigerung) 	
Inländische Wertschöpfung	
<p>Mögliche jährliche inländische Wertschöpfung für 10 % Marktanteil und 40 % Wertschöpfungsanteil am Umsatz</p> <ul style="list-style-type: none"> – Referenz (BAU): 1,03 – 32 Mrd. €/Dekade – Szenarienbereich INT_2°C: 1,3 – 62 Mrd. €/Dekade – Szenarienbereich INT_besser_2°C: 7,6 – 122 Mrd. €/Dekade – Inländischer Wertschöpfungsanteil tendenziell sinkend durch Vorgaben der Zielländer bezüglich lokaler Wertschöpfungsanteile und starken internationalen Wettbewerb – Umsetzung im Markt beeinträchtigt durch fehlende finanzkräftige Generalunternehmer 	
Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich	
<ul style="list-style-type: none"> – Deutschland in F&E technologisch und qualitativ führend. 	
Gesellschaftliche Akzeptanz	
<ul style="list-style-type: none"> – Geringes Risiko für Marktakzeptanz und sozialpol. Akzeptanz – Lokal unter Umständen Akzeptanzprobleme wegen Flächenbedarf und ggf. Störung des Landschaftsbildes („not in mybackyard-Problem“) 	
Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit	
<ul style="list-style-type: none"> – Hohe spezifische Investitionen, Lebensdauer > 35 Jahre 	
Abhängigkeit von Infrastrukturen	
<ul style="list-style-type: none"> – A: Realisierung hinreichend dimensionierter HGÜ-Trassen erforderlich – B: Markteinstieg über solare Nachrüstung bestehender Heizkraftwerke/Wärmenetze 	
Systemkompatibilität	
<ul style="list-style-type: none"> – Mit steigendem Anteil fluktuierender Erneuerbarer-Stromeinspeisungen wird die Fähigkeit der solarthermischen Kraftwerke, Beiträge zu Residuallastdeckung und Regelernergie zu liefern, zunehmend wichtiger und im Markt honoriert werden. 	

1 Beschreibung des Technologiefeldes

1.1 Einführung

Mit einer weltweit installierten Kapazität von rund 5 GWe (2016) stehen die solarthermischen Kraftwerke noch in einem vergleichsweise frühen Stadium der Markteinführung (Abb. 1-1). Kennzeichnend für die Technologie sind dem Lauf der Sonne nachgeführte Spiegelsysteme, die die direkte Solarstrahlung auf Wärmeübertrager konzentrieren, welche die aufgenommene Energie an ein Wärmeträgerfluid abgeben. Dieses transferiert die Wärme an einen Kraftwerksprozess, typischerweise einen Dampfturbinenkreislauf. Durch die Einbindung kostengünstiger Wärmespeicher und/oder mit fossilen oder erneuerbaren Brennstoffen betriebener Zusatzkessel ist diese Technologie in der Lage, unabhängig von der aktuellen Einstrahlung bedarfsgerecht Strom zu produzieren. Diese Fähigkeit wird mit zunehmendem Anteil fluktuierender Einspeisung durch Windenergie- oder Photovoltaikanlagen an Bedeutung gewinnen, um CO₂-freie Beiträge zur Stabilisierung der Netze und zur Deckung der Residuallast erbringen zu können.

Die hohen optischen Konzentrationsfaktoren dieser Technologien sind nur mit quasi parallelem, direktem Sonnenlicht zu erreichen. Die nutzbare Solarressource wird als Direkt-Normalstrahlung (DNI: Direct Normal Irradiance) bezeichnet. Aus wirtschaftlichen Gründen werden solarthermische Kraftwerke vorwiegend im Sonnen-gürtel der Erde, also in Gebieten mit hoher jährlicher DNI, errichtet und betrieben. Aus deutscher Sicht handelt es sich daher im Wesentlichen um eine Exporttechnologie.

Dennoch können solarthermische Kraftwerke im Zeithorizont bis 2050 signifikante Beiträge zur Energiewende auch in Deutschland liefern, und zwar in Form von erneuerbarem, gut regelbarem Strom zur Residuallastdeckung sowie zur Brennstoffeinsparung und Emissionsminderung in Heizkraftwerken:

- Die nächste Generation solarthermischer Kraftwerke, sowohl Turm- als auch Parabolrinnenkraftwerke mit Salzschnmelzen als Wärmeträger- und Speichermedium, können aufgrund der vollständigen Entkopplung der Stromproduktion von der aktuellen Einstrahlung Regelernergie bereitstellen. Für den Beitrag zur Residuallastdeckung in Deutschland müssen diese im Mittelmeerraum zu errichtenden Kapazitäten über das Verbundnetz oder HGÜ-Fernleitungen eingebunden werden. Für letztere, als Punkt-zu-Punkt-Verbindungen zwischen Solarkraftwerksstandorten in Nordafrika und Verbrauchszentren in Deutschland bzw. Europa, zeichnen sich Vorteile hinsichtlich Kosten und Geschäftsmodell ab (Trieb und Hess 2016). Daher wird den folgenden Betrachtungen dieses Konzept zugrunde gelegt.
- Solare Hybridisierung von Heizkraftwerken in Deutschland zur Einsparung von fossilen Brennstoffen oder Biomasse insbesondere im Sommerbetrieb. Diese Anwendung dient überwiegend zur Realisierung von inländischen Referenzanlagen für kleine Technologieanbieter, reduziert aber darüber hinaus den CO₂-Ausstoß von Altanlagen bzw. trägt zur Schonung der knappen Ressource Biomasse bei. Außerdem können bei entsprechender Auslegung und Betriebsweise auch Beiträge zur Deckung der Residuallast im Stromnetz erbracht werden.

Über die angesprochenen Beiträge zur Energiewende hinaus besitzen beide Technologien erheblich größere Potenziale zur Nutzung in den Zielländern selbst, sowohl bei der zentralen Stromversorgung als auch in dezentralen Anlagen zur ländlichen Elektrifizierung mithilfe sogenannter Mini-Grids oder für industrielle Prozesswärme und KWK. Dies wird in der Bewertung des Technologiefeldes berücksichtigt.

Der Stand der Technik wird repräsentiert durch die wesentlichen heute kommerziell umgesetzten Anlagenkonzepte:

- *Solarturmkraftwerke*, bei denen zweiachsig der Sonne nachgeführte Spiegel, die so genannten Heliostate, die Solarstrahlung auf einen zentralen Strahlungsempfänger („Receiver“) konzentrieren, der auf einem Turm angebracht ist. In diesen Receivern wird entweder direkt Dampf für den Turbinenkreislauf erzeugt oder eine Salzschnmelze als Wärmeträger- und Speichermedium erhitzt, das dann indirekt über Wärmetauscher zur Dampferzeugung eingesetzt wird.
- *Parabolrinnenkraftwerke* mit einachsig nachgeführten Spiegelrinnen, in deren Brennnlinie ein von einem evakuierten Glashüllrohr umgebenes Absorberrohr verläuft. Darin strömt bei dieser bisher kommerziell erfolgreichsten Technologie ein synthetisches Wärmeträgeröl, welches die Wärme an den Dampfkreislauf überträgt. In der Mehrzahl der realisierten Anlagen wird der Wärmeträgerölkreislauf außerdem zum Be- und Entladen eines Salzschnmelze-Wärmespeichers genutzt.

Wegen der schwachen industriellen Basis und der daraus resultierenden geringen Bedeutung und Wachstumspotenziale im Markt werden Linear Fresnel Systeme sowie Parabolic Dish Systeme nachfolgend nicht näher behandelt.

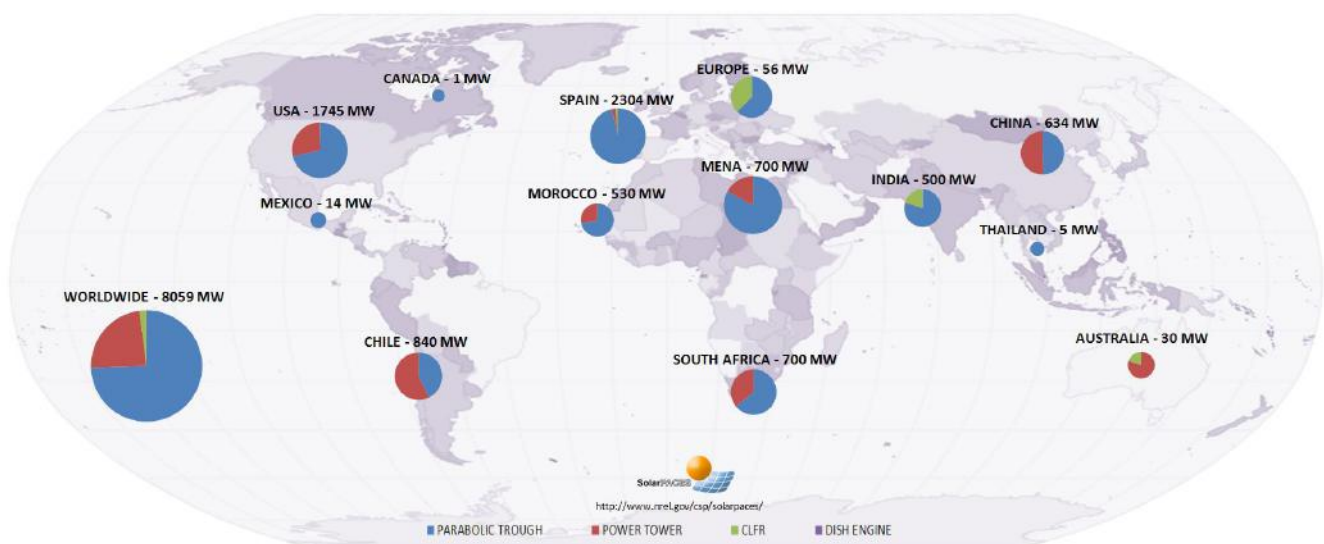


Abb. 1-1 Solarthermische Kraftwerke: Anteile der Technologien an der Marktentwicklung (aktuelle Projektentwicklung, in Bau bzw. in Betrieb)

Quelle: NREL (2016)

Tab. 1-1 Techno-ökonomische Kenndaten für solarthermische Kraftwerke

	Einheit	Heute	2020	2030	2040	2050
Systemwirkungsgrad	%	15-17	16-18	17-20	18-21	19-22
Durchschnittliche Volllaststunden	h	2.500	2.500	3.000	3.500	4.000
Lebensdauer	a	>30	35	35	40	40
Spezifische Investitionskosten	€/kW	4.500	3.400	2.700	2.400	2.200
Durchschnittliche Stromgestehungskosten	€/kWh	13,1	10,4	7,7	6,2	5,8

Quelle: Eigene Abschätzung auf der Basis von ACATECH (2015), IEA (2014), Greenpeace (2016)

Zu den in **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** angegebenen Kostentrends ist anzumerken, dass diese auf relativ aktuellen Studien beruhenden Trends möglicherweise zu konservativ sind. Veröffentlichungen von aktuellen Angebotspreisen weisen darauf hin, dass – abhängig von Strahlungsangebot und Finanzierungsbedingungen – bereits kurzfristig deutlich geringere LEC erreichbar sind. So wurde für das 200 MW Solarturmprojekt in Dubai das günstigste Angebot mit Stromgestehungskosten von 9,5 \$ct/kWh (siehe The National 2017) bei moderatem Strahlungsangebot abgegeben. Bei den vorzüglichen Bedingungen in Chile sollen sogar 6,3 \$ct/kWh (siehe Kraemer 2017) erreicht werden.

1.2 Solarthermische Kraftwerke mit Salzschnmelze als Wärmeträger- und Speichermedium

1.2.1 Solarturmkraftwerke

Zukünftig ist davon auszugehen, dass der Marktanteil der Solarturmkraftwerke mit Salzschnmelze als Wärmeträger- und Speichermedium weiter steigen wird. Bereits heute entsprechen die meisten der derzeit im Bau oder Planung befindlichen Solarturmkraftwerke diesem Anlagentyp. Diese Systeme bieten durch das integrierte Speicherkonzept eine äußerst attraktive Wirtschaftlichkeit. Zudem wird durch die thermischen Speicher mit hoher Kapazität erreicht, dass die Anlagen bedarfsgerecht Strom erzeugen und diese selbst bei Grundlastbetrieb hohe Solaranteile erreichen können. Somit tragen diese Systeme einen entscheidenden Beitrag zum Aspekt der Versorgungssicherheit und der Ressourcenschonung (geringe CO₂-Emissionen) bei.

Wie bei allen solarthermischen Kraftwerken nutzen Salztürme konzentrierte Solarstrahlung, um Wärme bei hohen Temperaturen zu erzeugen, und konventionelle Wärmekraftwerke, um diese Wärme in Strom zu wandeln. In Abb. 1-2 ist der schematische Aufbau eines Salzturmkraftwerkes mit seinen wichtigsten Komponenten dargestellt. Hierzu gehören Heliostatenfeld, Turm mit Receiver, Wärmeträgerkreislauf, thermischer Speicher und der konventionelle Power Block. Jede dieser Komponenten trägt durch ihren Teilwirkungsgrad entscheidend zum Gesamtwirkungsgrad und somit zur Wirtschaftlichkeit des Kraftwerkes bei. Während beim konventionellen Teil (Dampferzeuger und Dampfturbine) nur noch eine moderate Wirkungsgradsteigerung möglich ist, beinhaltet das System Heliostatfeld-Receiver-solarer Hoch-

temperaturkreislauf bei einer ganzheitlichen Optimierung noch ein enormes Verbesserungspotenzial. Wie aus Abb. 1-2 ersichtlich, trennt das Speichersystem den hochdynamischen solaren Teil vom konventionellen Teil. Durch die direkte Speicherung der heißen Salzschnmelze ist es hierdurch möglich, die Systeme entkoppelt zu optimieren.

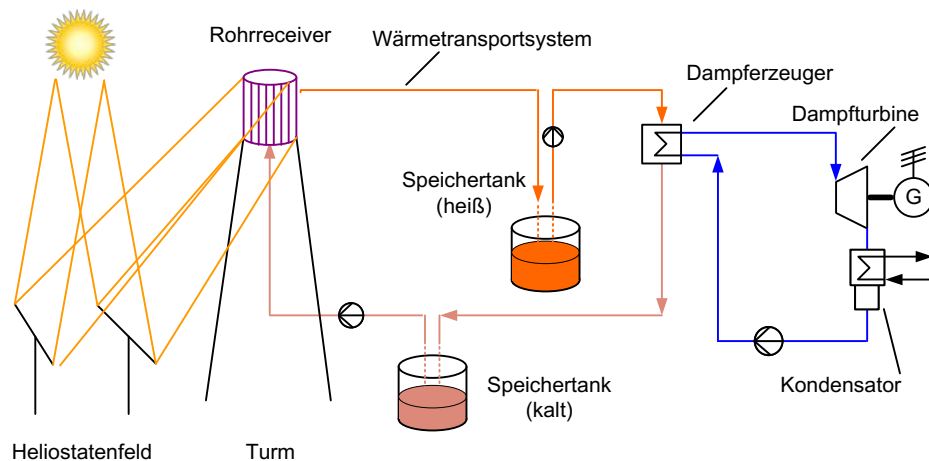


Abb. 1-2 Schematischer Aufbau eines Salzturmkraftwerkes

Quelle: DLR

Im Bereich der Salztürme wurden bereits frühzeitig 3 Demonstrationsanlagen errichtet:

- MSEE (Molten Salt Electric Experiment) am CRTF (Central Receiver Test Facility) mit 750 kW_{el} elektrischer Leistung in Albuquerque, USA, Inbetriebnahme 1983
- THEMIS mit 2 MW_{el} elektrischer Leistung in Targassonne, Frankreich, Inbetriebnahme 1984
- Solar Two mit 10 MW_{el} elektrischer Leistung in Barstow, USA, Inbetriebnahme 1996

Entwicklung, Bau und Betrieb dieser Anlagen haben den Weg für die kommerzielle Nutzung dieser Technologie bereitet. Die erste kommerziell genutzte Anlage ging im April 2011 in Spanien ans Netz (Solar Tres bzw. jetzt: Gemasolar mit ca. 20 MW_{el}). Es folgte das Salzturmkraftwerk Crescent Dunes in den USA von Solar Reserve mit 110 MW_{el} (2015) sowie das sich derzeit im Bau befindliche Salzturmkraftwerk mit 120 MW_{el} NOOR III in Marokko und weitere Salzturmkraftwerke auf verschiedenen Kontinenten, die alle gemeinsam haben, dass diese meist über 100 MW_{el} erzeugen (siehe Abb. 1-3).

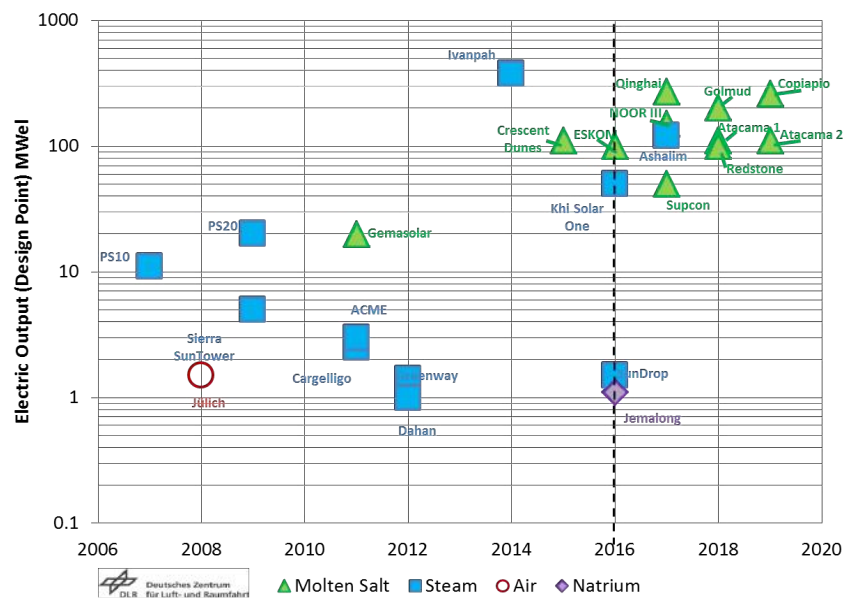


Abb. 1-3 Übersicht Solarturm-Projekte

Quelle: DLR, Stand Ende 2016

1.2.2 Parabolrinnenkraftwerke

Salzschmelzen als Wärmespeichermedium entsprechen dem Stand der Technik heutiger Parabolrinnenkraftwerke (Abb. 1-4). Um die Limitierung der oberen Prozesstemperatur aufgrund der begrenzten thermischen Stabilität der in den Kollektoren eingesetzten synthetischen Wärmeträgeröle aufzuheben, liegt es nahe das Speichermedium direkt im Kollektorfeld zu erhitzen. Die erhöhte Prozesstemperatur erlaubt nicht nur eine Wirkungsgradverbesserung des Turbinenkreislafs, sondern auch eine Steigerung der Speicherkapazität bei gleichbleibendem Materialeinsatz. Darüber hinaus entfallen die Investition in den Thermoölkreislauf und die mit dessen Betrieb verbundenen Eigenverbräuche und Verluste.

Die Herausforderung bei diesem Ansatz besteht darin, trotz des vergleichsweise hohen Schmelzpunktes der verfügbaren Salze einen effizienten und sicheren Betrieb der Anlage sicherzustellen. Insbesondere muss das Erstarren des Salzes bei fehlender solarer Einstrahlung (Nachtbetrieb, Schlechtwetterperioden), Defekten oder Notfällen (Stromausfall) oder Wartungsmaßnahmen (Entleeren und Befüllen) ausgeschlossen werden. Dazu werden Begleitheizungssysteme und angepasste Betriebsstrategien angewandt.

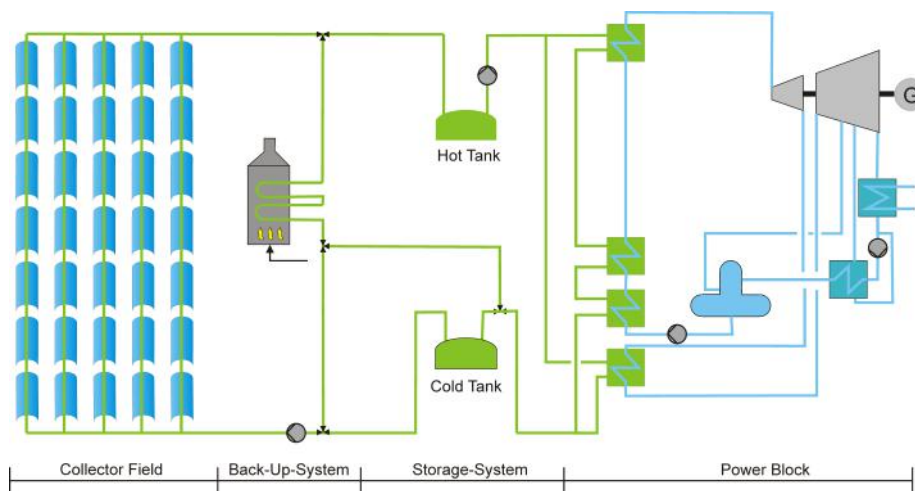


Abb. 1-4 Anlagenschema Parabolrinnenkraftwerk mit Salzschnelze

Quelle: DLR

Aufbauend auf Entwicklungen von ENEA und Archimede Solar wurde bei ENEL bereits im Sommer 2010 ein Kollektorfeld mit rund 30.000 m² Aperturfläche und einer thermischen Leistung von 15 MW in Betrieb genommen, dessen Wärme in den 130 MWe Dampfturbinenkreislauf eines Kombikraftwerkes in Priolo Gargallo, Sizilien einspeist. Über die Betriebserfahrungen dort sind kaum Informationen veröffentlicht. Ein Indiz könnte sein, dass im Jahr 2013 ein deutlich kleinerer Testloop mit rund 1,9 MW thermischer Leistung als „Showcase für die Salzschnelzetechnologie und die italienische Zulieferkette“ in Massa Martana in Betrieb genommen wurde. Laut Maccari et al. (2015) konnte gezeigt werden, dass diese Technologie sicher betreibbar und reif für Skalierung in kommerzielle Anwendungen sei. Dieses Know-How steht allerdings aufgrund der zurückhaltenden Veröffentlichungsstrategie außerhalb der italienischen Kooperationspartner nicht zur Verfügung.

Im Rahmen des chinesischen 1 GW CSP Programms wurden 2 Projekte ausgewählt, die erstmals Salzschnelze in Parabolrinnen im kommerziellen Maßstab einsetzen sollen. Für eines dieser Projekte liefert Archimede Solar Energy seit 2015 einen Teil der Absorberrohre.

1.2.3 Kostensenkungspotenziale

Aufgrund des frühen Entwicklungsstadiums der Technologie liegen die Stromgestehungskosten von CSP-Kraftwerken mit 15-17 \$ct/kWh bei durchschnittlichen Bedingungen derzeit meist noch über den Kosten anderer erneuerbarer Stromquellen. Bei guten Einstrahlungsbedingungen und günstigen Finanzierungskonditionen können CSP-Kraftwerke schon heute Strom für unter 13 \$ct/kWh liefern.

Bis zum Jahr 2025 wird eine deutliche Kostenreduktion auf 8-10 \$ct/kWh für Parabolrinnen- und Turmkraftwerke erwartet, welche die beiden dominanten Technologien auf dem CSP-Markt darstellen (vgl. Abb. 1-5, Quelle: IRENA 2016).

Beim Vergleich der Investitions- und Stromgestehungskosten mit anderen Technologien ist zu beachten, dass CSP die Möglichkeit bietet die Strahlungsenergie in thermischen Speichern kostengünstig zwischenspeichern. Im Gegensatz zu den meis-

ten anderen erneuerbaren Energiequellen kann CSP-Strom somit genau dann produziert werden, wenn er benötigt wird. Die Stromgestehungskosten alleine spiegeln also bei weitem nicht den realen Wert eines CSP-Kraftwerks für das Gesamtsystem und die Netzstabilität wieder.

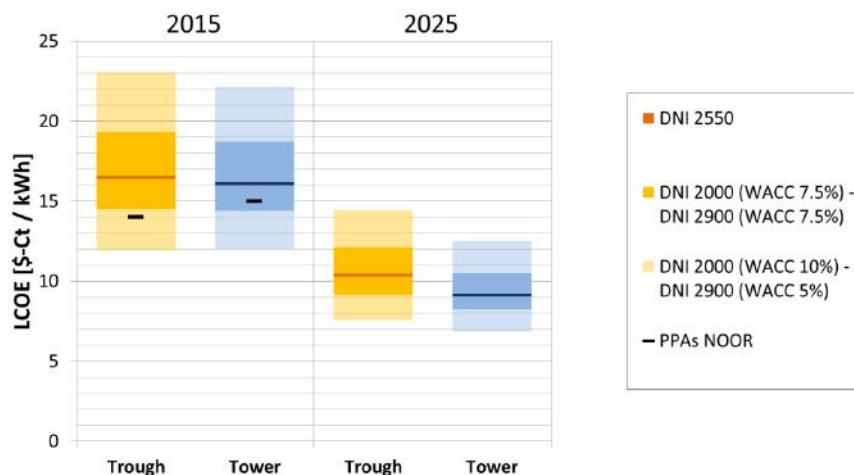


Abb. 1-5 Vergleich der CSP Stromgestehungskosten für verschiedene Einstrahlungs- (DNI) und Finanzierungsbedingungen (WACC) in 2015 und 2025 mit veröffentlichten Abnahmetarifen (PPA) der Kraftwerke NOOR 2 und NOOR 3 in Marokko

Quelle: Dieckmann (2016)

Die bis zum Jahr 2025 erwarteten Kostenreduktionen basieren auf konkreten Weiterentwicklungen und Lerneffekten in beiden Technologien.

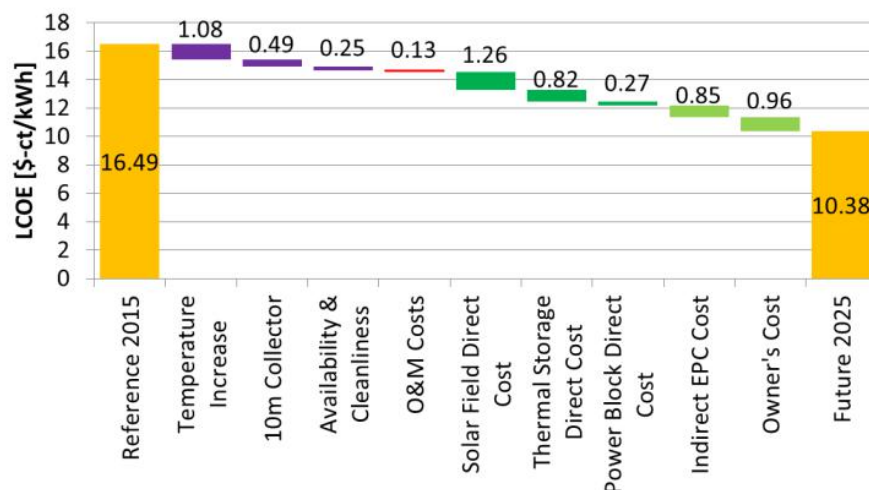


Abb. 1-6 Kostensenkungspotenziale für die Parabolrinnentechnologie bis 2025 unterteilt nach technischen Leistungsverbesserungen (violett), Betriebskosten (rot) und Investitionskosten (dunkel-/hellgrün)

Quelle: Dieckmann (2016)

Für Parabolrinnen ist der Schritt hin zu höheren Prozesstemperaturen notwendig, um den Wirkungsgrad des angeschlossenen Kraftwerksprozesses signifikant zu erhöhen. Wenn es gelingt Flüssigsalze als Wärmeträgermedium im Solarfeld erfolgreich einzusetzen, führen alleine die Verbesserung der Kreislaufwirkungsgrade und die Verringerung der Speicherkosten auf Grund der höheren Temperaturspreizung zu einer Reduktion von ca. 2 \$ct/kWh, wie Abb. 1-6 verdeutlicht. Darüber hinaus gibt es verschiedene vielversprechende innovative Kollektorkonzepte (z. B. mit großen Aperturweiten bis zu 10 m), die große Kostensenkungspotenziale beinhalten.

Im Gegensatz zur Parabolrinnentechnologie, welche den CSP-Markt seit 1980 dominiert, werden derzeit die ersten Turmkraftwerke im kommerziellen Maßstab gebaut. Aufgrund der gerade erst begonnenen Markteinführung ergeben sich große Lerneffekte und somit deutliche Kostensenkungspotenziale für die Turmtechnologie. Bis 2025 profitiert die Technologie hauptsächlich von verbesserter Heliostattechnologie, erhöhter Anlagenverfügbarkeit und geringen Sicherheitsaufschlägen, wie in Abb. 1-7 dargestellt wird. Für die Realisierung dieser Kostensenkungspotenziale ist nicht nur eine entsprechende Forschungsförderung, sondern auch die Unterstützung des Markteintritts der Turmtechnologie von essentieller Bedeutung.

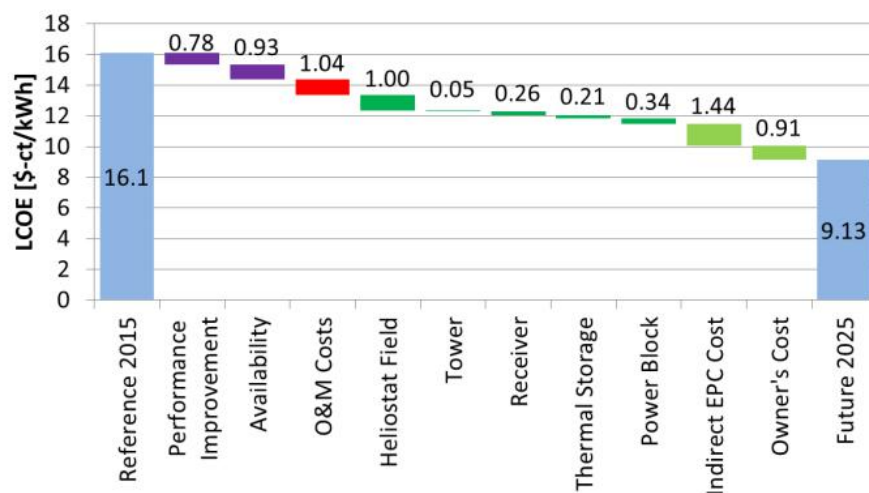


Abb. 1-7 Kostensenkungspotenziale für die Turmtechnologie bis 2025 unterteilt nach technischen Leistungsverbesserungen (violett), Betriebskosten (rot) und Investitionskosten (dunkel-/hellgrün)

Quelle: Dieckmann (2016)

1.3 Solar-hybride Biomasse-Heizkraftwerke

Dezentrale, solar-hybride Biomasse-Heizkraftwerke können Synergien zwischen dem fluktuierenden Strahlungsangebot und der auch längerfristig speicherbaren Biomasse schaffen. Dabei können in der Auslegung die jeweiligen Beiträge der beiden unterschiedlichen, erneuerbaren Energiequellen je nach lokaler Verfügbarkeit der Ressource angepasst werden. Wie der zunehmende Markt für die Hybridisierung von Dieselgenerator-Microgrids mit PV oder Windenergieanlagen zeigt, besteht weltweit Bedarf an nachhaltiger Elektrizitätsversorgung ländlicher Regionen oder Inseln. Im Leistungsbereich zwischen ca. 0,5 MWe bis ca. 50 MWe könnten solar-hybride Bio-

masse-Heizkraftwerke wertvolle Beiträge zur regionalen Entwicklung leisten. Neben der Stromerzeugung können durch Abwärmenutzung weitere Energiedienstleistungen bereitgestellt werden (Warmwasser, Prozesswärme, Klimatisierung, Kühllager, Wasserentsalzung). Bau und Betrieb der Anlagen, einschließlich der lokalen Beschaffung des Brennstoffs (vorzugsweise Entsorgung von Abfallbiomasse), schaffen lokale Arbeitsplätze und tragen zur Verbesserung der Lebensbedingungen bei.

Obwohl das Haupteinsatzgebiet dieser Technologie in der Entwicklungszusammenarbeit zu sehen ist, bieten sich selbst in Mitteleuropa potenzielle Anwendungen, die von der heimischen Industrie als Referenzen zur Vorbereitung des Markteinstiegs genutzt werden könnten. Erste Anlagen dieser Art sind schon in Dänemark in Verbindung mit Nahwärmenetzen in Betrieb (Aalborg 2017).

1.3.1 Anlagenkonzept

Grundsätzlich gibt es verschiedene Szenarien der Integration von Biomasse und Solarenergie. Ein mögliches technisches Integrationskonzept wird nachfolgend beschrieben, als Basis für eine erste Abschätzung zur Wirtschaftlichkeit solcher Anlagen in Deutschland in Kapitel 1.3.2. Die seit Jahren zur Einsatzreife entwickelte Direktverdampfung von Wasser in Parabolrinnen oder linearen Fresnelkollektoren bietet eine gute Grundlage für die Realisierung von dezentralen Anlagen mit verhältnismäßig kleinen Solarfeldern, weil Wärmetauscher und (möglicherweise) toxisches synthetisches Wärmeträgerfluid wegfallen. Wie in Abb. 1-8 exemplarisch dargestellt, teilt sich das Solarfeld in zwei Teile auf: Im Verdampfer (Evaporator) wird das Wasser bei 40 bar/250 °C teilweise verdampft und anschließend in der Dampftrommel der Dampf vom Wasser separiert. Der Dampf wird dann im nachgeschalteten Überhitzer auf die gewünschte Temperatur von 350 °C gebracht.

Das Solarfeld wird parallel zum Biomassekessel geschaltet, der nachts und bei schlechter Einstrahlung die komplette Leistung des Solarfelds ersetzen bzw. ergänzen kann. Die verwendete Gegendruckturbine entspannt den Dampf dem benötigten Temperaturniveau der Wärme entsprechend, in diesem Fall 2,6 bar/140 °C. Die Wärme kann dann entweder über einen Wärmeübertrager ausgekoppelt werden, oder der Dampf wird direkt in das Dampfnetz eingespeist.

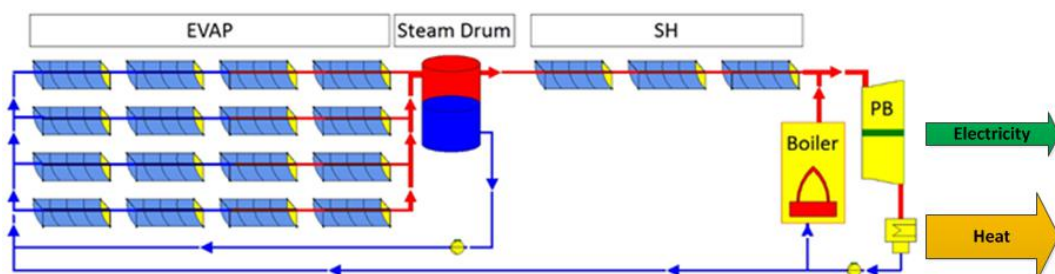


Abb. 1-8 Beispielkonzept einer CSP/Biomasse-KWK

Quelle: Soares (2017) mit eigenen Ergänzungen

Der Austrittsdruck aus der Turbine legt auch das Verhältnis von Strom- und Wärme-
produktion fest. Mit den oben genannten 2,6 bar liegt das Verhältnis bei 13 % Strom
und 87 % Wärme.

1.3.2 Beispielszenario solare Strom- und Wärmekosten in Deutschland

Für die in Kapitel 1.3.1 dargestellte Schaltung wird in diesem Kapitel ein beispielhaftes Wirtschaftlichkeitsszenario dargestellt. Dabei wird davon ausgegangen, dass vor allem die Investitionskosten für das Solarfeld durch Serienfertigung der modularen und montagefreundlichen Kollektorsysteme deutlich sinken werden. Für dieses Szenario wurden die Kosten in Anlehnung an den konservativeren Trend (maximal) aus Acatech (2015) gewählt. Die übrigen Kosten wurden konstant gehalten.

Tab. 1-2 fasst die wichtigsten Parameter und Ergebnisse zusammen. Die Powerblockkosten werden in diesem Beispiel entsprechend der elektrischen Volllaststundenzahlen bei 24/7 Betrieb mit 100 % Last auf Solarfeld und Biomassekessel aufgeteilt. Die Aufteilung der Gesamtkosten auf Strom und Wärme werden entsprechend des Produktionsverhältnisses beider Energieformen aufgeteilt. Damit ergeben sich attraktive Stromgestehungskosten von unter 15 €/kWh für den solaren Anteil eines Hybridkraftwerks. Diese liegen bereits heute im Bereich der aktuell für die Ausschreibungen von Biomasseheizkraftwerken vorgegebenen Höchstwerte (0,1488 – 0,169 €/kWh für Neu- bzw. Altanlagen (Lenz et al. 2017: 68)). Die solaren Wärmegestehungskosten liegen im Bereich üblicher Fernwärmeverkaufspreise. Dies deutet darauf hin, dass für die dezentrale Strom- und Wärmeproduktion mittels konzentrierender Solartechnik auch in Deutschland ein gewisses Potenzial besteht, das zur Realisierung von Referenzanlagen mittelständischer Technologieanbieter genutzt werden könnte und dadurch auch den Einstieg in internationale Märkte befördern würde.

Tab. 1-2 Techno-ökonomische Kenndaten für die solare Hybridisierung von Biomasse-Heizkraftwerken

	Einheit	Heute	2030	2050
Solare Volllaststunden Wärme	h	900	900	900
Solare Volllaststunden Strom	h	445	445	445
Lebensdauer	a	>20	>20	>20
Investitionskosten – Solarfeld	€/m ²	240	160	80
Investitionskosten – Power Block	€/kW _{el}	800	800	800
Gesamtinvestitionskosten Solarfeld ¹	€/kW _{el}	4.250	2.910	1.570
Fixe jährliche Betriebskosten Solarfeld ²	€/kW _{el}	82	59	35
Solare Stromgestehungskosten	€/ct/kWh	0,15	0,10	0,05
Solare Wärmegestehungskosten	€/ct/kWh	0,072	0,050	0,027

Quelle: DLR, Solarfeldkosten aus ACATECH (2015)

¹ Pro kW_{el} Nominalleistung des Power Blocks

² S. o.

2 Stand F&E in Deutschland

Die F&E-Empfehlungen der Vorgängerstudie „Energietechnologien 2050 (Wietschel et al. 2010) sind weiterhin relevant. Bei Parabolrinnen- und Linear Fresnel Technologie wurde die Direktverdampfung zur Einsatzreife weiterentwickelt und in ersten Kraftwerken umgesetzt, konnte sich jedoch im Markt bisher nicht durchsetzen. Dies liegt vor allem daran, dass keine kostengünstigen Dampfspeichersysteme verfügbar sind. Deshalb ist die Direkte Dampferzeugung bis auf Weiteres insbesondere für solar-fossile Hybridanlagen geeignet, beispielsweise zur Brennstoffeinsparung bei fossil gefeuerten Kraftwerken oder zur industriellen Prozessdampf-Erzeugung. Fortschritte wurden auch bei der Entwicklung neuer Wärmeträgermedien erzielt und Silikonöle mit Betriebstemperaturen $<400\text{ }^{\circ}\text{C}$ in solaren Demonstratoren erprobt. Kostensenkungen bei den Kollektoren wurden im Wesentlichen durch Vergrößerung der Einheiten und Reduzierung der Anzahl der Einzelteile erreicht.

Im Übrigen werden die seinerzeit empfohlenen Entwicklungsziele weiter verfolgt. Wegen der gestiegenen Bedeutung der Wärmespeicherung wird die nächste Generation solarthermischer Kraftwerke Salzschmelzen als Wärmeträger- und gleichzeitig Speichermedium nutzen, sowohl bei Parabolrinnen- als auch bei Solarturmkraftwerken. Diese bilden daher im Hinblick auf mögliche Beiträge zur Energiewende kurz- bis mittelfristig den Schwerpunkt der laufenden Entwicklungen und werden deshalb als Leitkonzepte den nachfolgenden Ausführungen zugrunde gelegt. Darüber hinaus werden insbesondere für die Solarturmtechnologie alternative Wärmeträgermedien für höhere Temperaturen und effizientere Kraftwerksprozesse entwickelt. Diese sind im Anhang 6.1 zusammenfassend kurz beschrieben, können jedoch aufgrund der sehr unterschiedlichen Entwicklungsstände und Datenlage im Einzelnen nicht sinnvoll anhand der für diesen Bericht im Kriterienraster (*Teilbericht 1*) vorgegebenen Kriterien bewertet werden (Ausnahme: Technology Readiness Level, siehe Tab. 3-2). Mit fortschreitender Reife der Konzepte werden sie sich anhand der Benchmarks der Salzturm- und Rinnensysteme messen lassen. Bei der schon weit entwickelten Direktverdampfung geht es vorrangig um die Erschließung von neuen Anwendungsfeldern, insbesondere im Bereich der dezentralen Energieversorgung mit Hybridanlagen zur Kraft-Wärme-Kopplung.

2.1 Solarthermische Kraftwerke mit Salzschmelze

2.1.1 Solarturmkraftwerke

Die aktuellen F&E-Arbeiten in Deutschland zu Solarturmkraftwerken mit Salzschmelze zielen darauf, kurzfristig deutsche Unternehmen bei der Positionierung ihrer Technologien im Markt zu unterstützen. Mittel- bis langfristig sollen weitere Kostensenkungen durch effizientere Prozesse, weitere Temperaturerhöhung, gegebenenfalls auch durch Einsatz alternativer Wärmeträgermedien sowie Einsatz kostengünstigerer Materialien und Fertigungskonzepte für Komponenten wie beispielsweise Heliostate erreicht werden.

Trotz der bereits erreichten Marktposition bietet die Technologie noch beachtliches Potenzial zur Kostensenkung durch den Einsatz optimierter Receiverkonzepte, verbesserte Integration mit modernen Kraftwerksprozessen sowie modellbasierter Op-

timierung der Betriebsweise. Zudem wird durch die Erfahrung der bisher gebauten bzw. sich im Bau befindlichen Anlagen eine deutliche Kostensenkung der Komponenten erwartet, was die aktuelle Marktlage bestätigt.

Die aktuelle Technologie erreicht Salztemperaturen bis 565 °C. Oberhalb dieser Temperatur setzen Degradationseffekte der üblichen Nitratsalzmischung ein. Derzeit arbeiten die modernsten überkritischen Dampfprozesse mit einer Frischdampf Temperatur von ca. 620 °C. Um diese Kraftwerksprozesse für solarthermische Kraftwerke zu nutzen, müssen die Salztemperaturen auf ca. 650 °C angehoben werden. Für diese Temperaturen müssen geeignete neue Salzmischungen entwickelt und deren thermophysikalischen Eigenschaften, Degradation und Interaktion mit den Materialien der salzführenden Komponenten des Gesamtsystems untersucht werden. Angesichts der erhöhten Anforderungen an Temperatur und Zyklfestigkeit wird eine Qualifizierung und Adaption von Kraftwerkskomponenten wie Pumpen, Ventilen und Receiverrohren und -Komponenten angestrebt. Hierfür stehen die Evaluierung der Degradationseffekte, Tests von Receivern (im Maßstab 10 kW bis 100 kW) und Schaffung eines Gesamtsystemverständnisses (mittels Simulation und Auslegungsoftware) von Salzmischungen aus. Durch Auswahl des vielversprechendsten Receiverkonzeptes und durch eine detaillierte Designoptimierung (z. B. durch ein verbessertes Werkstoffkonzept, Einsatz neuer Beschichtungen) sollen der Wirkungsgrad und die Lebensdauer verbessert sowie die Kosten gesenkt werden.

Alternativ zu neuen Hochtemperatursalzmischungen werden auch andere Wärmeträgermedien untersucht, die jeweils eigene Anforderungen an Receiver und Systemintegration stellen und unterschiedliche Reifegrade erreicht haben:

- Solarturmsysteme mit offenem Luftreceiver und Luft als Wärmeträgermedium
- Solarturmsysteme mit keramischen Partikeln als Wärmeträger- und Speichermedium
- Solarturmsysteme mit Flüssigmetallen als Wärmeträgermedium

Diese werden nachfolgend nicht gesondert betrachtet (Ausnahme: Bewertung der TRL). Kurzbeschreibungen sind im Anhang 6.1 zusammengefasst.

2.1.2 Parabolrinnenkraftwerke

Die aktuellen F&E-Arbeiten fokussieren sich auf den Nachweis, dass für die nachfolgenden offenen Fragen zum Einsatz von Salzschnmelze als Wärmeträgermedium in Parabolrinnen sichere und effiziente Lösungen gefunden werden können:

- 1 | Befüllungs- und Entleerungsprozedur
- 2 | Hoher Energieaufwand während des Nachtbetriebs, um Erstarrung zu vermeiden (bspw. Eigenverbräuche, Heizenergie etc.)
- 3 | Einfriergefahren in verschiedenen Betriebsmodi (bspw. Verlässlichkeit der Begleitheizungen für Rohrleitungen und Einbauten)
- 4 | Blackout-Szenarien
- 5 | Materialanforderungen durch Temperatur und Korrosion
- 6 | Leistungsfähigkeit der Solarkollektoren (Receiver-Tauglichkeit, Konzentrationsfaktoren, optischer/thermischer Wirkungsgrad, mechanische Eigenschaften)

- 7 | Flexible Rohrleitungsverbindungen: Demonstration der Einsatzfähigkeit und Dichtheit
- 8 | Dampferzeugersystem: Interne Leckagen an den Wärmeübertragerflächen, örtliche Temperaturdifferenzen zwischen Salz- und Wasserkreislauf
- 9 | Instandhaltungs- und Betriebsmaßnahmen; Umgang mit unvorhergesehenen Ereignissen
- 10 | Stabilität der Salzmischungen (zeitliche Stabilität, thermische Stabilität)

Zu diesem Zweck wird von einem deutschen Konsortium ein Demoloop mit vier Heliotrough-Kollektoren auf dem Gelände der Universität Évora in Portugal errichtet und betrieben. Diese soll längerfristig auch für Folgeprojekte im Bereich Salzschnmelzetechnologien gemeinsam genutzt werden. Eine bereits laufende Aktivität ist die Entwicklung (und spätere Demonstration an der Anlage) eines Dispatch-Optimierers, mit dem auf der Basis von Wetter- und Marktprognosen der größte Nutzen aus dem vorhandenen Speicher und flexiblen Betriebskonzept gezogen werden kann.

Ebenfalls mit deutscher Beteiligung wird in Ägypten im Rahmen des EU-geförderten Projekts MATS ein Demonstrationskraftwerk mit Abwärmenutzung zur Wasserentsalzung gebaut. Zum Einsatz von Salzschnmelze in linearen Fresnelkollektoren wurden Voruntersuchungen in einem entsprechend umgerüsteten Loop der Fa. Frenel in Spanien durchgeführt.

2.2 Solar-Hybride Biomasse-Heizkraftwerke

Während geeignete Komponenten für diese Technologieanwendung prinzipiell verfügbar sind, beschränken sich die aktuellen F&E-Arbeiten in Deutschland zu diesem Thema überwiegend auf explorative Arbeiten zur Identifizierung aussichtsreicher Anwendungen und Umsetzungspartner.

Im Rahmen des EU-Projektes ReelCoop wurde bei der Ecole Nationale d'Ingénieurs de Tunis (ENIT) unter Federführung des DLR eine Demonstrations- und Trainingsanlage errichtet, die im Sommer 2017 in Betrieb genommen werden soll. Das rund 1.000 m² große Solarfeld liefert Dampf mit 175 °C für den Betrieb einer 60 kW_e ORC-Turbine.

3 Relevanz öffentlicher Förderung

3.1 Kriterium 1: Vorlaufzeiten

Zunächst werden Vorlaufzeiten für die Realisierung erster kommerzieller (Pilot-) Anlagen mit unmittelbarem Beitrag zur Energiewende in Deutschland abgeschätzt (Tab. 3-1).

Technologien für Beiträge zur Residuallastdeckung mittels solarthermischer Kraftwerke und HGÜ-Verbindung sind mit TRL 7-9 verfügbar. Der kritische Erfolgsfaktor zur Umsetzung ist die Schaffung der nötigen politischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für ein tragfähiges Geschäftsmodell, was durch entsprechende Machbarkeitsstudien vorbereitet und flankiert werden muss. Insbesondere sind Standorte für das Solarkraftwerk und den Einspeisepunkt ins deutsche Übertragungsnetz zu definieren, die Trasse der HGÜ-Verbindung festzulegen, Verträge mit den betroffenen Staaten abzuschließen und die erforderlichen Genehmigungsverfahren zu durchlaufen. Selbst bei einem ambitionierten Szenario wird dies eine Dekade beanspruchen.

Auch für die solare Hybridisierung bestehender Biomasse-Heizkraftwerke in Deutschland stehen die erforderlichen Technologien im Prinzip zur Verfügung, sind jedoch noch nicht als Gesamtkonzept realisiert und erprobt. Für die Identifizierung geeigneter Standorte und Integrationskonzepte sind Marktanalysen und Machbarkeitsstudien erforderlich, auf deren Basis wirtschaftliche Rahmenbedingungen für die Einführung solcher Anlagen definiert werden können. Da nur inländische Stakeholder betroffen sind und der Projektumfang jeweils überschaubar ist, sollte die Realisierung erster Anlagen schneller möglich sein als bei den solarthermischen Kraftwerken mit HGÜ-Verbindungen ins deutsche Übertragungsnetz.

In den internationalen Märkten wird die Kommerzialisierung neuer Technologien überwiegend dadurch beeinflusst, wie schnell die technische Reife demonstriert und Akzeptanz der Innovation bei Investoren („bankability“) erreicht werden kann. Die nachfolgende Darstellung beruht auf der Einordnung der technischen Reife der Technologien und Einschätzung des Bedarfs an weiteren Entwicklungsschritten unter der Annahme, dass es einen engagierten Technologietreiber gibt, dem es gelingt, die dafür notwendigen Mittel einzuwerben. Dies ist im Rahmen des internationalen Wettbewerbs eine optimistische, aber nicht unrealistische Annahme. Über die Beteiligung deutscher Unternehmen kann damit jedoch keine Aussage getroffen werden. Diese wird davon abhängen, wie intensiv die Entwicklung dieser Technologien durch öffentliche Förderung und hinreichend starkes unternehmerisches Engagement in Deutschland vorangetrieben wird.

Für Solarturmkraftwerke mit Salzschnmelze als Wärmeträger kann die Marktreife als gegeben angenommen werden. Dabei ist davon auszugehen, dass parallel zum kommerziellen Einsatz Weiterentwicklungen in Richtung höherer Prozesstemperaturen mit neuen Salzmischungen stattfinden werden, die ohne grundlegende Änderungen des Anlagenkonzeptes eingeführt werden. Bei den Parabolrinnen mit Salzschnmelze stehen als nächste Schritte die Demonstration von Systemprototypen (TRL 7) und kommerziellen Pilotanlagen (TRL 8) an. Mit kommerziellen Projekten ist ab Anfang der 2020er Jahre zu rechnen. Linear Fresnel-Kollektoren mit Salzschnmelze als Wär-

meträger sind derzeit nur als Konzeptstudie umgesetzt (TRL 2). Mit entsprechender Förderung könnte die Kommerzialisierung bis 2030 erfolgen.

Tab. 3-1 Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung des Technologiefelds solarthermische Kraftwerke

Abhängig von den verschiedenen Szenarienentwicklungen und öffentlicher Förderung ist mit der Inbetriebnahme der ersten kommerziellen Anlage in Deutschland zu rechnen ...

Technologie A: Solarthermisches Kraftwerk mit Salzschnmelze als Wärmeträger- und Speichermedium im Mittelmeerraum und HGÜ-Übertragung nach Deutschland

Szenarienbereich DE_80 % bis 2020 ☐ bis 2030 ☐ bis 2040 ☒ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐

Szenarienbereich DE_95 % bis 2020 ☐ bis 2030 ☒ bis 2040 ☐ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐

Technologie B: Solare Hybridisierung von Heizkraftwerken in Deutschland

Szenarienbereich DE_80 % bis 2020 ☐ bis 2030 ☒ bis 2040 ☐ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐

Szenarienbereich DE_95 % bis 2020 ☐ bis 2030 ☒ bis 2040 ☐ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐

Unabhängig von den verschiedenen Szenarienentwicklungen und öffentlicher Förderung ist mit der Inbetriebnahme der ersten kommerziellen Anlage *in den Zielländern* für solarthermische Kraftwerke zu rechnen ...

Solarthermisches Kraftwerk im Leistungsbereich >100 MW

Solarturmkraftwerk / Salzschnmelze (Nitratsalze) (T1) bis 2020 ☒ bis 2030 ☐ bis 2040 ☐ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐

Solarturmkraftwerk / Hochtemperatur Salzschnmelze (T2) bis 2020 ☐ bis 2030 ☐ bis 2040 ☒ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐

Parabolrinnenkraftwerk / Salzschnmelze (T3) bis 2020 ☐ bis 2030 ☒ bis 2040 ☐ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐

Solarturmkraftwerk / volumetrischer (Luft-) Receiver (T4) bis 2020 ☐ bis 2030 ☒ bis 2040 ☐ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐

Solarturmkraftwerk / Flüssigmetall (T5) bis 2020 ☐ bis 2030 ☐ bis 2040 ☐ bis 2050 ☒ nach 2050 ☐

Solarturmkraftwerk / Partikel (T6) bis 2020 ☐ bis 2030 ☐ bis 2040 ☐ bis 2050 ☐ nach 2050 ☒

Dezentrales solarthermisches Hybrid-Kraftwerk mit KWK

Industrielle KWK (T7) bis 2020 ☐ bis 2030 ☒ bis 2040 ☐ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐

Inselnetze / Microgrids (T8) bis 2020 ☐ bis 2030 ☒ bis 2040 ☐ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐

Turmkraftwerke mit alternativen Wärmeträgermedien für höhere Temperaturen werden dem unterschiedlichen Entwicklungsstand entsprechend gestaffelt in den Markt eintreten. Für volumetrische Luftreceiver ist TRL 8 mit dem Solarturm Jülich realisiert. Er sollte ab 2020 in kommerziellen Projekten eingesetzt werden. Die aktuellen Entwicklungen zu Flüssigmetall- oder Partikelsystemen bewegen sich im Be-

reich TRL 4-5. Wegen der umfangreichen Vorarbeiten und Erfahrungen mit dem Einsatz von Natrium in industriellen und kerntechnischen Anlagen kann erwartet werden, dass die Entwicklungsstufen für den solarthermischen Kraftwerkseinsatz etwas schneller durchlaufen werden können als bei der Partikelreivertechnologie.

Aufgrund der Vielfalt prinzipiell geeigneter Anwendungen und der Verfügbarkeit der Technologiekomponenten ist damit zu rechnen, dass in sonnenreichen Ländern erste dezentrale Anwendungen sowohl in der Industrie als auch in der ländlichen Elektrifizierung vor 2030 realisiert werden können.

3.2 Kriterium 2: Forschungs- und Entwicklungsrisiken (technisch, wirtschaftlich, rohstoffseitig)

Teilkriterium 2.1 Entwicklungsstadium

Global betrachtet hat das Technologiefeld solarthermische Kraftwerke in den derzeitigen politisch gestützten Märkten TRL 9 erreicht. Um weitere Kostensenkungen zu realisieren und weitere Marktsegmente zu erschließen, werden unterschiedliche Technologieansätze verfolgt. Dabei gibt es große Unterschiede im Entwicklungsstand, so dass nachfolgend die Zuordnung jeweils für einzelne Technologien erfolgt.

Dabei bedeuten:

T1: Solarturmkraftwerk mit Salzschnelze (Nitratsalze)

Erläuterung der TRL-Zuordnung: Es sind bereits mehrere kommerzielle Anlagen in Betrieb bzw. im Bau.

T2: Solarturmkraftwerke mit Hochtemperatur-Salzschnelze

Erläuterung der TRL-Zuordnung: Anlagenkonzept und Komponenten sind im Prinzip bekannt, müssen jedoch auf die erhöhten Anforderungen (Temperatur, Korrosion) angepasst werden

T3: Parabolrinnenkraftwerk mit Salzschnelze

Erläuterung der TRL-Zuordnung: Erste Pilotanlage in Betrieb, mehrere Testloops in relevanter Größe in Betrieb bzw. im Bau.

T4: Solarturmkraftwerk mit volumetrischem (Luft-) Receiver

Erläuterung der TRL-Zuordnung: Systemdemonstration in reduziertem Maßstab in Jülich realisiert

T5: Solarturmkraftwerk mit Flüssigmetall

Erläuterung der TRL-Zuordnung: Entwicklung für Solaranwendung im Laborstadium

T6: Solarturmkraftwerk mit Partikelreceiver

Erläuterung der TRL-Zuordnung: Funktionsnachweis des Receivers im Labor erfolgt

T7: Dezentrales solarthermisches Hybridkraftwerk für industrielle KWK

Erläuterung der TRL-Zuordnung: Komponenten stehen kommerziell zur Verfügung. Funktionsnachweis als System in relevanter Umgebung steht aus

T8: Dezentrales solarthermisches Hybridkraftwerk für Inselnetze / Microgrids

Erläuterung der TRL-Zuordnung: Komponenten stehen kommerziell zur Verfügung. Funktionsnachweis als System im Rahmen EU ReelCoop in Vorbereitung

Tab. 3-2 Aktuelles Entwicklungsstadium des Technologiefelds solarthermische Kraftwerke

Grobklassifizierung	Feinklassifizierung	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8
Grundlagenforschung									
	TRL 1 – Grundlegende Prinzipien beobachtet und beschrieben, potenzielle Anwendungen denkbar	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Technologieentwicklung		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 2 – Beschreibung eines Technologiekonzepts und/oder einer Anwendung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 3 – Grundsätzlicher Funktionsnachweis einzelner Elemente einer Anwendung/Technologie	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	TRL 4 – Grundsätzlicher Funktionsnachweis Technologie/Anwendung im Labor	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Demonstration		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 5 – Funktionsnachweis in anwendungsrelevanter Umgebung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 6 – Verifikation mittels Demonstrator in anwendungsrelevanter Umgebung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 7 – Prototypentest in Betriebsumgebung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 8 – Qualifiziertes System mit Nachweis der Funktionstüchtigkeit in Betriebsumgebung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Kommerzialisierung									
	TRL 9 – Erfolgreicher kommerzieller Systemeinsatz	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

TRL: Technology Readiness Level

T1 = Solarturmkraftwerk mit Salzschnmelze (Nitratsalze), T2 = Solarturmkraftwerke mit Hochtemperatur-Salzschnmelze, T3 = Parabolrinnenkraftwerk mit Salzschnmelze, T4 = Solarturmkraftwerk mit volumetrischem (Luft-) Receiver, T5 = Solarturmkraftwerk mit Flüssigmetall, T6 = Solarturmkraftwerk mit Partikelreceiver, T7 = Dezentrales solarthermisches Hybridkraftwerk für industrielle KWK, T8 = Dezentrales solarthermisches Hybridkraftwerk für Inselnetze / Microgrids

Teilkriterium 2.2 Technisches und wirtschaftliches Forschungs- und Entwicklungsrisiko

Die Technologie der solarthermischen Kraftwerke ist gekennzeichnet durch vielfältige Synergien mit konventioneller Kraftwerkstechnik bzw. konventionellem Anlagenbau. Erkenntnisse und Erfahrungen aus teilweise seit Jahrzehnten betriebenen Versuchsanlagen und kommerziellen Kraftwerken mit einer Gesamtkapazität von mittlerweile knapp 5 GW bilden eine gute Basis zur Weiterentwicklung der Technologie.

Die wesentlichen Herausforderungen bestehen in der erforderlichen signifikanten Reduktion der solaren Stromgestehungskosten und in der Optimierung der Technologie auf diejenigen Einsatzgebiete, in denen sie ihre Stärken am besten ausspielen kann, nämlich der Bereitstellung von CO₂-frei produziertem, sicherem und regelbarem Strom. Aufgrund der Vielzahl der Technologien sind keine technischen Risiken erkennbar, welche die gesamte Entwicklung in Frage stellen könnten.

Demgegenüber sind die wirtschaftlichen Entwicklungsrisiken als hoch anzusehen, insbesondere für die im internationalen Vergleich überwiegend wirtschaftlich schwächeren Technologiefirmen in Deutschland. Einerseits liegt das an dem bereits hohen Reifegrad der Technologien, der im nächsten Schritt eine Demonstration in relevantem Maßstab erfordert. Dies ist gerade für die kleinen Unternehmen kaum zu finanzieren. Andererseits ist auch der internationale Wettbewerb stark gewachsen, was aufgrund der hohen Entwicklungsgeschwindigkeit leicht dazu führen kann, dass ausländischen Wettbewerbern die erfolgreiche Demonstration früher gelingt und der bisherige deutsche Technologievorsprung verloren geht.

Tab. 3-3 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit Technologiefeld solarthermische Kraftwerke

	sehr gering	gering	eher gering	eher hoch	hoch	sehr hoch
Das <i>technische</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Das <i>wirtschaftliche</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Teilkriterium 2.3 Rohstoffrisiken

Hinsichtlich Rohstoffrisiken hat sich gegenüber früheren Studien (ISI 2010, ACATECH 2015) die Lage nicht verändert. Es sind keine Rohstoffrisiken erkennbar.

4 Detaillierte Bewertung des Technologiefeldes

4.1 Kriterium 3: Marktpotenziale

Teilkriterium 3.1 Globales Marktpotenzial

Die bis Ende 2014 installierten Anlagen wurden aus Greenpeace (2016, Appex 1) entnommen. Nach Plausibilitätscheck und einzelnen Korrekturen ergibt sich eine installiert Kapazität von 4,3 GW mit einer jährlichen nominalen Produktion von 11 TWh/a. Die Bandbreiten der Jahresproduktionen für die einzelnen Szenarienbereiche und Bezugsjahre wurden aus den jeweils genannten Szenarien übernommen. Hinweis: Da die Werte für die Jahre 2030 und 2050 im Szenario BAU (max.) und für 2040 im Szenario INT_2C (max.) nicht plausibel sind, wurden sie durch plausiblere eigene Schätzungen/Interpolation ersetzt.

Die jeweils für diese Jahresproduktion erforderliche Kraftwerkskapazität wurde abgeschätzt unter der Annahme, dass die mittleren Jahresvolllaststunden des Kraftwerksparks von 2.500 h/a in 2020 pro Dekade um 500 h/a steigen, so dass im Jahr 2050 im Mittel 4.000 Jahresvolllaststunden erreicht werden. Dies scheint plausibel im Blick auf das vorrangig adressierte Anwendungsgebiet „Residuallastdeckung und Netzdienstleistungen“ und das – je nach Technologie und Standort – breite Kostenminimum zwischen 3.500 und 6.000 Volllaststunden.

Tab. 4-1 Bandbreite des globalen Technologieeinsatzes für das Technologiefeld solarthermische Kraftwerke (absolute Werte aller installierten Anlagen im jeweiligen Stichjahr)

Jahr	Referenz (BAU)		Szenarienbereich INT_2°C		Szenarienbereich INT_besser_2°C
	GW/TWh		GW/TWh		GW/TWh
	Min	Max	Min	Max	Min
2014	4,3/11	4,3/11	4,3/11	4,3/11	4,3/11
2020	10,8/27	38,8/97	12,4/31	38,8/97	52,4/131
2030	36,3/109	53,3/160	108/325	534/1.601	851/2.552
2040	72,6/254	131/459	319/1.118	414/1.450	
2050	229/915	475/1.900	700/2.798	2.035/8.138	3.509/14.035

Das Marktpotenzial in der jeweiligen Dekade ergibt sich aus der Differenz der im Bezugsjahr installierten Kapazität und der zu Beginn des Zeitraums bereits vorhandenen Kapazität. Wegen des noch jungen Marktes und der langen wirtschaftlichen Lebensdauer solarthermischer Kraftwerke wird es im Untersuchungszeitraum keinen signifikanten Ersatzbedarf geben.

Tab. 4-2 Analyse des globalen Marktpotenzials für das Technologiefeld solarthermische-Kraftwerke

Jahr	Referenz (BAU)		Szenarienbereich INT_2°C		Szenarienbereich INT_besser_2°C
Einheit	GW/TWh		GW/TWh		GW/TWh
	Min	Max	Min	Max	Min
2014 - 2020	6,5/16	34,5/86	8,1/20	34,5/86	48,1/120
2021 - 2030	25,5/82	14,5/63	95,9/294	495/1.504	798/2.421
2031 - 2040	36,2/145	77,8/299	211/793	609/2.399	
2041 - 2050	156/661	344/1.441	380/1.680	892/4.138	2.658/11.483

Der spezifische Investitionsaufwand in €₂₀₁₅/kW wurde aus Tab. 1-1 entnommenen Kostendaten der Bezugsjahre für die jeweiligen Perioden gemittelt.

Tab. 4-3 Analyse des globalen Marktpotenzials für das Technologiefeld solarthermische-Kraftwerke

Zeitraum	Referenz (BAU)		Szenarienbereich INT_2°C		Szenarienbereich INT_besser_2°C
Einheit	Mrd. €		Mrd. €		Mrd. €
	Min	Max	Min	Max	Min
2014 - 2020	26	136	32	136	190
2021 - 2030	78	44	293	1.509	2.435
2031 - 2040	92	198	538	1.553	3.057
2041 - 2050	359	791	874	2.051	3.057

Teilkriterium 3.2 Nationales Marktpotenzial

Das Marktpotenzial für die Technologieoption „Stromerzeugung in solarthermischen Kraftwerken im Mittelmeerraum und HGÜ Transport nach Deutschland“ wird für zwei Szenarien untersucht: DE 80 % (Szenario 2011A aus BMU Leitstudie 2011) und DE_90 % (Trieb 2013).

Tab. 4-4 Bandbreite des nationalen Technologieeinsatzes für das Technologiefeld solarthermische Kraftwerke (absolute Werte aller installierten Anlagen im jeweiligen Stichjahr)

Jahr	Szenario DE_80 %	Szenario DE_90 %
Einheit	GW/TWh	GW/TWh
2020		
2030	1,2/7	8,5/48
2040	5,2/31	12,5/66
2050	6,6/42	16/84

Tab. 4-5 Analyse des nationalen Marktpotenzials für das Technologiefeld solarthermische Kraftwerke

Jahr	Szenario DE_80 %	Szenario DE_90 %
Einheit	GW/TWh	GW/TWh
2015 - 2030	1,2/7	8,5/48
2031 - 2040	4,0/24	4,0/18
2041 - 2050	1,4/11	3,5/18

Die Wachstumsrate für den internationalen Markt wird auf der Basis der Mediane aus den Minimal- und Maximalwerten der Szenarienbereiche ermittelt. Für den nationalen Markt (solarthermische Kraftwerke im Mittelmeerraum und HGÜ nach Deutschland) werden die Mittelwerte aus den beiden Szenarien zugrunde gelegt.

Tab. 4-6 Ermittlung der Wachstumsrate für das Technologiefeld solarthermische Kraftwerke

Technologie	Zeitraum	CAGR
Solarthermische Kraftwerke zur regionalen Stromversorgung (international)	2014 - 2050	16,6 %
Solarthermische Kraftwerke im Mittelmeerraum und HGÜ nach Deutschland (national)	2030 - 2050	4,2 %

Die wenig ambitioniert erscheinende Wachstumsrate für den heimischen Markt liegt darin begründet, dass bereits der Markteinstieg in einer signifikanten Größe gemessen am Gesamtvolumen des Marktes erfolgen muss. Für den Einstieg wird ein 3 GW-Projekt mit einem Gesamtumfang von 30 Mrd. € vorgeschlagen (Trieb und Hess 2016).

Zum Marktpotenzial der Technologie „Hybridisierung von Biomasse-Heizkraftwerken“ liegen keine quantitativen Untersuchungen vor. 2016 wurden in Deutschland von Biomasseheizkraftwerken mit einer Gesamtleistung von etwa 1,5 GW rund 9 TWh eingespeist (BWK 2017). Derzeit ist ungeklärt, wie viele Anlagen grundsätzlich für eine solare Hybridisierung geeignet wären. Wichtiger als das direkte Marktpotenzial in Deutschland ist jedoch die Chance für deutsche, mittelständische Technologieanbieter, im Inland Referenzanlagen zu bauen und zu betreiben, um sich im internationalen Markt für dezentrale Strom- und Wärmeversorgung positionieren zu können.

4.2 Kriterium 4: Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionszielen

Teilkriterium 4.1 Vermiedene Treibhausgas-Emissionen

Dargestellt werden die vermiedenen Treibhausgasemissionen für die in Tab. 4-5 dargestellten Marktpotenziale. Es werden jeweils zwei Varianten betrachtet: Parabolrinnenkraftwerke in Spanien bzw. Turmkraftwerke in Marokko, jeweils mit HGÜ zu einem Einspeisepunkt in Deutschland. Emissionen für den Bau der Kraftwerke und Übertragungsverluste werden berücksichtigt. Die dargestellten Varianten decken die gesamte Bandbreite der in ACATECH (2015) untersuchten Fälle ab (vgl. Anhang o), der niedrigere Wert bezieht sich auf Parabolrinnenkraftwerke in Spanien, der höhere auf Solarturmkraftwerke in Marokko.

Tab. 4-7 Jährlich vermiedene Treibhausgas-Emissionen durch solarthermische Kraftwerke in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (jeweils in Spannbreiten)

Mio. t CO ₂ -äq./a	Szenario DE_80 %	Szenario DE_90 %
2020		
2030	4,6 – 5,6	31 – 38
2040	20 – 24	42 – 50
2050	26 – 31	52 – 63

Anmerkung: Es werden die vermiedenen Emissionen im Bezugsjahr dargestellt, nicht die kumulierten vermiedenen Emissionen bis zum Bezugsjahr.

4.3 Kriterium 5: Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz

Teilkriterium 5.1 Energieeffizienz

Der vermiedene *Primärenergieeinsatz* ergibt sich aus der Differenz des durch den Solarstromimport verdrängten Primärenergieeinsatzes und des in der Zusatzfeuerung der solarthermischen Kraftwerke eingesetzten Brennstoffs. Dies ist Tab. 4-8 für zwei Varianten (Rinne/Spanien bzw. Turm/Marokko) analog zu den vermiedenen THG Emissionen dargestellt.

Tab. 4-8 Jährlich vermiedener Primärenergieeinsatz durch solarthermische Kraftwerke in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (in Spannbreiten)

PJ/a	Szenario DE_80 %	Szenario DE_90 %
2020		
2030	49 – 63	337 – 433
2040	211 – 270	449 – 575
2050	281 – 359	561 – 717
Anmerkung: Es wird der vermiedene Primärenergieeinsatz im Bezugsjahr dargestellt, nicht der kumulierte vermiedene Primärenergieeinsatz bis zum Bezugsjahr.		

Teilkriterium 5.2 Ressourceneffizienz

Es erfolgt eine semi-quantitative Einschätzung des nicht-energetischen Ressourcenverbrauchs (Tab. 4-9). Berücksichtigt wird auch der durch Bau und Betrieb der Anlagen und HGÜ-Verbindungen in den Standort- und Transitländern verursachte Ressourcenverbrauch.

Tab. 4-9 Alternativabschätzung des jährlich vermiedenen oder zusätzlichen Ressourceneinsatzes durch solarthermische Kraftwerke in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall

(1) Der kumulierte Ressourcenverbrauch bis zum Jahr 2050 ...

Szenarienbereich DE_80 % fällt stark ☐ fällt ☒ bleibt gleich ☐ steigt ☐ steigt stark an ☐

Szenarienbereich DE_95 % fällt stark ☐ fällt ☒ bleibt gleich ☐ steigt ☐ steigt stark an ☐

Begründung: In beiden Szenarienbereichen ist zunächst eine materialintensive Technologie-Infrastruktur aufzubauen. Dies wird mittelfristig überkompensiert durch zunehmende Reduzierungen beim energetischen Rohstoffverbrauch.

(2) Der kumulierte Ressourcenverbrauch (ohne energetische Rohstoffe) bis zum Jahr 2050 ...

Szenarienbereich DE_80 % fällt stark ☐ fällt ☐ bleibt gleich ☐ steigt ☒ steigt stark an ☐

Szenarienbereich DE_95 % fällt stark ☐ fällt ☐ bleibt gleich ☐ steigt ☒ steigt stark an ☐

Begründung: Der bis 2050 und darüber hinaus erforderliche Zubau an Kraftwerken und Übertragungskapazitäten führt zu steigendem Verbrauch nicht-energetischer Rohstoffe

(3) Der kumulierte Ressourcenverbrauch (nur kritische Rohstoffe) bis zum Jahr 2050 ...

Szenarienbereich DE_80 % fällt stark ☐ fällt ☐ bleibt gleich ☒ steigt ☐ steigt stark an ☐

Szenarienbereich DE_95 % fällt stark ☐ fällt ☐ bleibt gleich ☒ steigt ☐ steigt stark an ☐

Begründung: Kritische Rohstoffe fallen im Technologiefeld 1.5 nicht ins Gewicht.

Steigt/fällt: bis zum 10-fachen; Steigt stark/fällt stark: um das 10- bis 100-fache

4.4 Kriterium 6: Kosteneffizienz

Solarthermische Kraftwerke können in diesem Kontext nur qualitativ bewertet werden, da sie aus folgenden Gründen eine Sonderstellung im Rahmen der deutschen Energiewende innehaben:

- der Bau solarthermischer Kraftwerke in Deutschland ist wegen der klimatischen Randbedingungen wirtschaftlich nicht sinnvoll.
- Beiträge zur Energiewende, insbesondere zur bedarfsgerechten Leistungsbereitstellung durch integrierte Energiespeicher und Stabilität des Stromnetzes, können über HGÜ-Leitungen z. B. aus MENA-Ländern erfolgen.
- für Deutschland bieten solarthermische Kraftwerke vor allem Chancen als Export-Technologie, da die deutsche Industrie in vielen Bereichen eine sehr gute Marktposition hat.

Die Kosteneffizienz zukünftiger Fördermaßnahmen für solarthermische Kraftwerke lässt sich deshalb vor allem unter folgenden Aspekten bewerten:

- Beitrag zur Energieversorgung / Stabilisierung des deutschen Stromnetzes
- Vermeidung von Stand-by-Kapazitäten (konventionelle Reserve-Kraftwerke)

- Sicherung und Verbesserung der Marktposition der deutschen Hersteller und Betreiber im internationalen Wettbewerb
- Beitrag zur weltweiten Reduktion von THG

Teilkriterium 6.1 Einsparung direkter und indirekter Kosten

Ob zukünftig eine Einsparung direkter Kosten mit solarthermischen Kraftwerken möglich ist, hängt von der weiteren Kostenentwicklung der Technologie ab. Studien erwarten eine signifikante Senkung der Stromgestehungskosten im Lauf der nächsten Jahre. Die IRENA-Kostenstudie sagt bis 2025 eine Reduktion um ca. 45 % voraus, verglichen mit dem Stand 2015.

Insbesondere können jedoch indirekte Kosten in signifikantem Maße eingespart werden. Dies gilt vor allem bei sehr hohen Anteilen erneuerbarer Energien im Strommarkt. So wurde beispielsweise für Kalifornien für einen 40 %-Anteil erneuerbarer Energiequellen ein um ca. 6 \$cent/kWh höherer Wert ermittelt (siehe Jorgenson et al. 2014), was letzten Endes der Einsparung der andernfalls notwendigen Energiedienstleistungen zur vollständigen und sicheren Strombereitstellung entspricht.

Teilkriterium 6.2 Externe Kosten

Der weitere Ausbau solarthermischer Kraftwerke führt zu einer signifikanten Reduktion des THG-Ausstoßes, wobei die bisher durch konventionelle Kraftwerke gebotene Versorgungssicherheit weitgehend aufrechterhalten werden kann. Somit können solarthermische Kraftwerke wesentliche Beiträge zur Reduzierung oder Vermeidung externer Kosten erbringen.

4.5 Kriterium 7: Inländische Wertschöpfung

Die vergleichsweise junge Marktentwicklung für solarthermische Kraftwerke ist durch starke regionale und zeitliche Diskontinuität gekennzeichnet. Statistisch relevante Daten über die in den bisher weltweit knapp 5 GW installierte Leistung erreichten Wertschöpfungsanteile in Deutschland liegen nicht vor. Erkenntnisse aus dieser frühen Marktphase wären auch nicht unmittelbar auf die erwartete Marktentwicklung übertragbar. Daher erfolgt hier eine qualitative Analyse und Abschätzung.

Rückblick historische Marktentwicklung

Die ersten kommerziellen solarthermischen Kraftwerke waren die in den Jahren 1984-1991 in Kalifornien errichteten und seitdem betriebenen neun Solar Electricity Generating Systems (SEGS) Anlagen mit einer Gesamtleistung von 364 MWe. Bereits dort waren deutsche Unternehmen mit der Lieferung von Schlüsselkomponenten signifikant beteiligt: Flabeg (Konzentratorspiegel) und Schott (Quarzglasrohre für die Receiverherstellung). Die Beendigung der günstigen Finanzierungsbedingungen durch PPA und Tax Credits stoppte den Zubau weiterer Kapazitäten für ca. 15 Jahre.

Während dieser Zeit wurde insbesondere in Deutschland die Technologie weiterentwickelt und Projektentwicklung und Lobbyarbeit für die Schaffung geeigneter Rahmenbedingungen für einen Neustart des Marktes geleistet. So war die deutsche Industrie bei dem durch die spanische Einspeisevergütungsregelung ausgelösten Bau-

boom ab ca. 2005 gut aufgestellt und konnte sich in einzelnen Projekten bis zu 30 % des Lieferanteils sichern. Allerdings wurden gleichzeitig zügig Fertigungskapazitäten bei internationalen Wettbewerbern aufgebaut, so dass der deutsche Marktanteil in dieser Phase insgesamt bei etwa 10 % lag (ISI 2010: 381). Nachdem etwa 50 Kraftwerke mit einer Gesamtleistung von rund 2,4 GWe errichtet waren, wurde unter dem Einfluss der Wirtschaftskrise das spanische Anreizprogramm gestoppt und die Vergütung für die existierenden Kraftwerke rückwirkend gesenkt. Damit kam der Markt dort zum Erliegen.

Neue Märkte entwickelten sich insbesondere in den USA, Marokko, Südafrika, Indien und in jüngerer Zeit in Chile und China. Obwohl beim marokkanischen Projekt Noor₁ der deutsche Lieferanteil nochmals auf 40 % gesteigert wurde, konnten sich die deutschen Unternehmen trotz Know-How Vorsprung und qualitativ hochwertiger Produkte in diesen Märkten insgesamt deutlich weniger erfolgreich positionieren. Neben Markteintrittsbarrieren beispielsweise in den USA und China dürfte dazu wesentlich der Mangel an finanzstarken Generalunternehmen aus Deutschland beigetragen haben. Dies hatte schon im spanischen Markt dazu geführt, dass technologisch führende deutsche Projektentwickler in der Realisierungsphase aus finanziellen Gründen immer stärker in die Rolle von Juniorpartnern und Zulieferern gedrängt wurden.

Zudem haben Ausschreibungsverfahren wie „umgekehrte Versteigerungen“ zu verstärktem Kostendruck geführt, so dass Qualität und Innovation derzeit am Markt weniger honoriert werden als niedrige Preise. Zunehmend wird auch signifikante lokale Wertschöpfung gefordert, wodurch Technologietransfer und Schulung an Bedeutung gewinnen, während Fertigungs- und Montageanteile vom Inland in die Zielregionen verlagert werden.

Aufstellung der deutschen Industrie

Die Wertschöpfungskette solarthermischer Kraftwerke umfasst neben solarspezifischen Komponenten (Kollektoren, Receiver) umfangreiche Lieferanteile aus dem konventionellen Kraftwerks- und Anlagenbau sowie entsprechende Dienstleistungen. Hierzu gehören insbesondere die Bereiche Turbinen und Balance of Plant; Elektrik, Instrumente und Leittechnik; Rohrleitungsbau, Ventile und Isolierung; Wärmeträgermedien, Speicher, Wärmetauscher, Pumpen, Hydraulikantriebe. In diesen Bereichen ist die deutsche Industrie traditionell gut aufgestellt, so dass das komplette Lieferspektrum von inländischen Unternehmen abgedeckt werden kann. Dem Branchenverband Deutsche CSP haben sich folgerichtig auch eine Reihe von Unternehmen angeschlossen, deren Kerngeschäft nicht im Bereich solarthermischer Kraftwerke liegt (DCSP 2017).

Allerdings ist der Bereich der solarspezifischen Unternehmen seit einigen Jahren durch Firmenaustritte und Insolvenzen gezeichnet. Ein schwerer Rückschlag war die Einstellung der Receiverproduktion durch Schott.

Trotz der schwierigen Marktlage investieren die Technologiefirmen im Rahmen ihrer Möglichkeiten in F&E-Kooperationen, um die bisherige Technologieführerschaft zu erhalten und auszubauen. Ziel ist es, durch Innovation signifikante Kostensenkungs-

potenziale zu erschließen und verlorene Marktpositionen zukünftig zurückzugewinnen.

Abschätzung zukünftig möglicher inländischer Wertschöpfung

Es wird angenommen, dass im internationalen Markt für solarthermische Kraftwerke aufgrund der starken Position der inländischen Anlagenbauer ein Anteil von mindestens 5 % gehalten werden kann. Wenn mittelfristig die Technologieführerschaft auch bei den solarspezifischen Komponenten zu wieder wachsender inländischer Wertschöpfung in diesem Bereich führt, erscheinen 10 % Marktanteil mittelfristig realisierbar.

Unter der konservativ gewählten Annahme eines Wertschöpfungsanteils von 40 % am Umsatz des deutschen Maschinen- und Anlagenbaus kann je nach Szenario und betrachtetem Zeitraum eine jährliche Wertschöpfung zwischen 750 Mio. € und 15,5 Mrd. € erwartet werden:

Tab. 4-10 Mögliche jährliche inländische Wertschöpfung für 10 % Marktanteil und 40 % Wertschöpfungsanteil am Umsatz bei solarthermischen Kraftwerken

Zeitraum	Referenz (BAU)		Szenarienbereich INT_2°C		Szenarienbereich INT_besser_2°C
	Mrd. €		Mrd. €		Mrd. €
Einheit	Min	Max	Min	Max	Min
2014 - 2020	1,03	5,5	1,3	5,5	7,6
2021 - 2030	3,1	1,8	11,7	60	97
2031 - 2040	3,7	7,9	21,5	62	122
2041 - 2050	14	32	35	82	122

4.6 Kriterium 8: Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich

Teilkriterium 8.1 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie

Aufgrund der Erfahrungen als Zulieferer in der ersten Phase der Kommerzialisierung solarthermischer Kraftwerke in Kalifornien in den späten 1980er Jahren und die darauf folgende Phase eigenständiger Technologie- und Marktentwicklung in Europa konnte sich die deutsche Industrie zu Beginn der zweiten Kommerzialisierungsphase in Spanien ab 2007 als Technologieführer positionieren. Diese Phase führte allerdings auch zu einem Aufbau von Know-How und Kapazitäten bei europäischen Wettbewerbern. In der jetzigen dritten Phase der internationalen Marktexpansion spielen Innovationen bisher eine untergeordnete Rolle, da in den Ausschreibungen zunehmend bewährte Technologie und Referenzen verlangt werden. Außerdem führt die gewachsene Zahl potenzieller Anbieter zu starkem Kostenwettbewerb. Dadurch können deutsche Unternehmen ihre Stärken – qualitativ hochwertige Produkte und Innovationen – immer weniger ausspielen. Hinzu kommt das Fehlen entsprechend finanzstarker EPC-Unternehmen aus Deutschland, so dass sich zunehmend ausländische Konsortien durchsetzen. Dennoch konnte die deutsche Industrie in einzelnen

Projekten Marktanteile bis zu 40 % erzielen (NOOR₁) und kann deshalb als noch wettbewerbsfähig angesehen werden. Der gegenwärtige Trend ist allerdings negativ.

Tab. 4-11 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich des Technologiefeldes solarthermische Kraftwerke

Welchen Status hat die deutsche Industrie hinsichtlich Know-how innerhalb dieses Technologiefeldes weltweit?

Technologiefeld ☐ Technologieführerschaft ☒ wettbewerbsfähig
☐ nur in Einzelanwendungen konkurrenzfähig ☐ abgeschlagen

Teilkriterium 8.2 F&E-Budgets

Die in der Tab. 4-11 aufgezeigten Daten und Trends basieren auf der OECD-Datenbank und den dort aufgelisteten RD&D-Budgets (Research, Development & Demonstration) (OECD und IEA 2017).

Bei der Entwicklung des öffentlichen F&E-Budgets auf Bundesebene im jeweiligen Technologiefeld in Deutschland ist anzumerken, dass dies nur eine eingeschränkte Bewertung erlaubt, da die teilweise erhebliche öffentliche Förderung der Länder und der EU im Bereich solarthermischer Kraftwerkstechnologien nicht berücksichtigt sind.

Für den internationalen Vergleich werden die Daten der vier führenden Staaten (Status quo 2015) sowie die OECD insgesamt herangezogen: USA, Deutschland, Australien, Schweiz. Es fällt auf, dass für wesentliche Akteure (beispielsweise im Rahmen des IEA SolarPACES Implementing Agreements) keine oder unvollständige Daten vorliegen: Spanien, Frankreich, Italien sowie nicht-OECD-Länder wie China, Südafrika und Indien. Gerade letztere zeigen seit einigen Jahren zunehmendes Engagement im Bereich solarthermischer Kraftwerke, was sich neben der Marktentwicklung auch in F&E-Aktivitäten widerspiegelt.

Tab. 4-12 Bewertung des Standes von Forschung und Entwicklung für das Technologiefeld solarthermische Kraftwerke – Input-Orientierung

	Einheit	Wert
Entwicklung des öffentlichen F&E-Budgets auf Bundesebene im jeweiligen Technologiefeld - Dtl		
Absolutangabe der öffentlichen F&E-Förderung der jeweiligen Technologie Status Quo (2015)	Mio. €	10,1
Zeitlicher Trend (2011-2015)	+ Mio.€/a	0,3
Zeitlicher Trend (2011-2015)	+ %/a	3,65
Gesamtes öffentliches Energie-F&E-Budget nach IEA Status Quo (2015)	Mio. €	864
Relativer Anteil am gesamten öffentlichen Energie-F&E-Budget nach IEA Status Quo (2015)	%	1,17
Zeitlicher Trend (2011-2015)	+ %/a	1,1
Entwicklung des öffentlichen F&E-Budgets im jeweiligen Technologiefeld – Internationaler Vergleich		
F&E-Förderung der jeweiligen Technologie im OECD-Durchschnitt und/oder im Vgl. mit im Technologiefeld besonders aktivem Land/Ländern (ggf. nachfolgende Zeilen kopieren)		
OECD		
Absolutangabe der öffentlichen F&E-Förderung der jeweiligen Technologie Status Quo (2015)	Mio.€	75,2
Zeitlicher Trend (2011-2015)	+ Mio€/a	-17,1
Zeitlicher Trend (2011-2015)	+ %/a	-17,7
USA		
Absolutangabe der öffentlichen F&E-Förderung der jeweiligen Technologie Status Quo (2015)	Mio.€	41,9
Zeitlicher Trend (2011-2015)	+ Mio€/a	-18,8
Zeitlicher Trend (2011-2015)	+ %/a	-30,3
Relativer Anteil des öffentlichen F&E Budgets am OECD Budget Status Quo (2015)	%	55,7
Schweiz		
Absolutangabe der öffentlichen F&E-Förderung der jeweiligen Technologie Status Quo (2015)	Mio.€	7,8
Zeitlicher Trend (2011-2015)	+ Mio€/a	-1,15
Zeitlicher Trend (2011-2015)	+ %/a	-12,5
Relativer Anteil des öffentlichen F&E Budgets am OECD Budget Status Quo (2015)	%	10,4
Australien		
Absolutangabe der öffentlichen F&E-Förderung der jeweiligen Technologie Status Quo (2015)	Mio.€	8,96
Zeitlicher Trend (2014-2015)	+ Mio€/a	0,12
Zeitlicher Trend (2014-2015)	+ %/a	1,4
Relativer Anteil des öffentlichen F&E Budgets am OECD Budget Status Quo (2015)	%	11,9
Relativer Anteil des deutschen, öffentlichen F&E-Budgets auf Bundesebene im Vergleich zu OECD nach IEA Status Quo (2015)	%	13,4
Zeitlicher Trend (2011-2015)	+ %/a	16,0

Es zeigt sich, dass die Entwicklung des OECD-Budgets klar von den USA dominiert wird, die seit 2011 ihr Budget dramatisch reduziert haben.

Teilkriterium 8.3 F&E-Outputs

Zur Bewertung des wissenschaftlichen Output wurden in SCOPUS unter den Schlagworten „solar thermal power plant OR solar thermal electricity OR concentrating solar power OR concentrated solar power“ für den Zeitraum 2007 – 2016 gefundene Einträge ausgewertet. Insgesamt fanden sich 2.723 Einträge, ansteigend von 52 im Jahr 2007 auf 531 im Jahr 2016. Beim Anteil der Veröffentlichungen mit deutschem Leitautor zeigt sich ein negativer Trend. Trotz absolut ansteigenden Veröffentlichungen fällt Deutschland im internationalen Vergleich von der Spitzenposition (27 % in 2007) auf den dritten Platz (gemeinsam mit China, 9 %) in 2016 zurück.

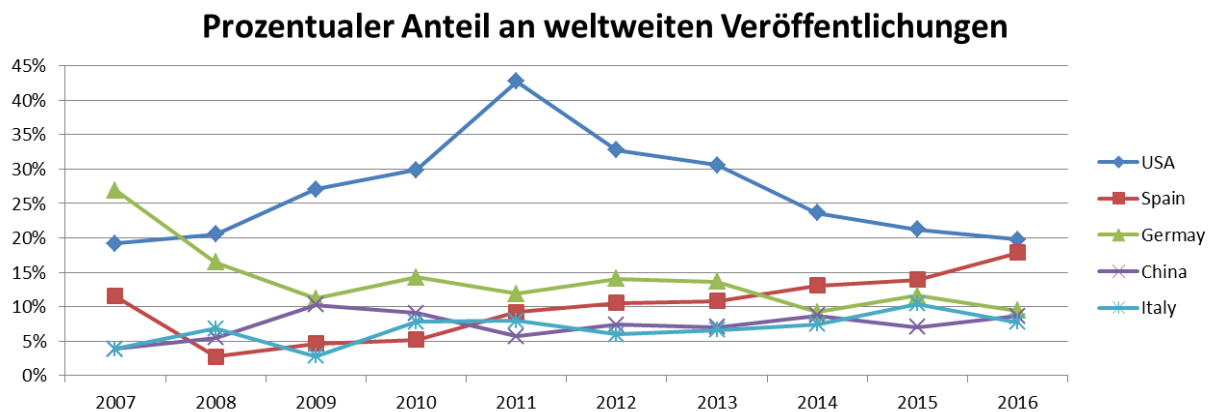


Abb. 4-1 Relative Anteile ausgewählter Länder an wissenschaftlichen Veröffentlichungen zu solarthermischen Kraftwerken

Quelle: eigene Auswertung, Scopus

Tab. 4-13 Bewertung von Stand und Trends der Forschung und Entwicklung für das Technologiefeld solarthermische Kraftwerke – Output-Orientierung

	Einheit	Wert
Akademische Publikationen als Forschungsindikator		
Anteil der in Deutschland geschriebenen Publikationen am weltweiten Aufkommen beim Status Quo (2015)	Absolutwert %	50
Relativer Anteil der in Deutschland geschriebenen Publikationen am weltweiten Aufkommen beim Status Quo (2015)	%	12
Zeitlicher Trend (2007-2016)	%/a bzgl. Absolutwert	23
	%/a bzgl. Relativwert	- 9

4.7 Kriterium 9: Gesellschaftliche Akzeptanz

Es wird die gesellschaftliche Akzeptanz solarthermischer Kraftwerke in marktrelevanten Größenordnungen (> 50 MWe) bewertet. Eine Unterscheidung zwischen Parabolrinnenkraftwerken und Solarturmkraftwerken wird nur bei Kriterien vorgenommen, wo es inhaltlich geboten ist.

Lokale Ebene

Bau und Betrieb solarthermischer Kraftwerke ist in Deutschland wegen der klimatischen Randbedingungen nicht sinnvoll. Stattdessen wird der Import von solarthermisch erzeugtem Strom aus Nordafrika nach Europa mittels Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) als potenzieller Baustein einer zukünftigen regenerativen Energieversorgung z. B. auch in Deutschland vorgeschlagen (z. B. Trieb et al. 2012). Die lokale Ebene in Deutschland ist also nicht direkt durch die Kraftwerke, sondern allenfalls aufgrund des Baus zusätzlicher elektrischer Leitungen betroffen. Es ist aber davon auszugehen, dass die Öffentlichkeit in Deutschland die lokalen Auswirkungen von Bau und Betrieb solarthermischer Kraftwerke in den exportierenden Ländern Nordafrikas kritisch beobachten und als Konsumenten entsprechend handeln wird.

Solarthermische Kraftwerke werden üblicherweise in dünn besiedelten, flachen, ariden Gegenden gebaut und haben allein aufgrund ihrer Größe von mehreren Quadratkilometern beträchtliche Auswirkungen auf die lokalen Bedingungen. Daher sind Wasser- und Landverbrauch sicher als die wichtigsten negativen Auswirkungen zu nennen. Verschmutzung von Land, Luft und Wasser sind hingegen von sehr geringer Bedeutung, vor allem im Vergleich zu fossilen Kraftwerken ähnlicher Größe. Speziell bei solaren Turmkraftwerken wird über die Gefahr der konzentrierten Solarstrahlung für vorbeifliegende Vögel berichtet, ihre Signifikanz aber kontrovers diskutiert.

Als positive Auswirkungen werden vor allem die Schaffung von Arbeitsplätzen, die Verbesserung des Ausbildungsniveaus, die Stärkung der lokalen Wirtschaft sowie die Verbesserung der lokalen Infrastruktur in angrenzenden Gemeinden genannt.

Aktuelle Studien sehen die positiven Auswirkungen als überwiegend an und nennen Maßnahmen zu Milderung der negativen Auswirkungen (vgl. Wuppertal Institut und Germanwatch (2015) für das Parabolrinnenkraftwerk Noor I und ACWA Power (2015) für das Solarturmkraftwerk Noor III, beide in Marokko).

Bei zukünftig massivem Ausbau dieser Technologie in den entsprechenden Ländern könnten Land- und Wasserverbrauch eine stärkere negative Rolle spielen. Hier könnten Turmkraftwerke einen leichten Vorteil haben, da sie weniger stark auf flaches, ebenes Gelände angewiesen sind.

Marktebene

Die Akzeptanz für klimaneutral, abgasfrei und erneuerbar erzeugten Strom aus solarthermischen Kraftwerken ist bei zunehmend umweltbewussten Konsumenten als hoch anzunehmen. Bei industriellen Konsumenten spielt zudem die Liefertreue und Netzstabilität eine wichtige Rolle. Beides ist bei solarthermischen Kraftwerken durch ihre große Speicherfähigkeit gegeben. Der gegenüber anderen erneuerbaren Erzeu-

gungsformen wie PV oder Wind höhere Preis dürfte nur geringe Auswirkungen haben und in Zukunft aufgrund des Mehrwerts einer bedarfsgerechten Erzeugung weiter in den Hintergrund treten.

Für Investoren ist der enorm hohe Investitionsbedarf, die lange Kapitalbindung und die Abhängigkeit von unkalkulierbaren Wetter- und Umwelteinflüssen als negativ zu bewerten. Das Risiko der Investition in eine neue komplexe Technologie mit relativ wenig Betriebserfahrungen wird teilweise kompensiert durch den hohen Anteil konventioneller Komponenten aus Glas, Stahl und Beton und die weitgehende Unabhängigkeit von speziellen Rohstoffen. Die üblicherweise mit einem Energieversorger abgeschlossenen langjährigen Lieferverträge zu einem festen Preis mildern das finanzielle Risiko für den Investor. Mit zunehmender Betriebserfahrung und technischem Fortschritt ist von einem weiter verminderten Risiko für den Investor auszugehen.

Gesellschaftliche Ebene

Die Nutzung klimaneutral und regenerativ erzeugter Energie wird von weiten Teilen der Gesellschaft sicherlich positiv bewertet. Die Tatsache, dass es um den Import von Strom aus Entwicklungsländern geht, ruft möglicherweise ein geteiltes Echo hervor. Berichte über positive lokale Auswirkungen in den Erzeugerländern können die gesellschaftliche Akzeptanz fördern (vgl. lokale Ebene).

Sorgen aufgrund der Abhängigkeit vom Ausland oder Bedenken wegen der vermeintlichen Ausbeutung der Erzeugerländer können die Akzeptanz trüben. Die Diskussion dezentral vs. zentral wird zum Teil bereits heute gegen die Technologie solarthermischer Kraftwerke geführt.

Andererseits zeigt eine Studie, dass ein gewisser Anteil flexibel regelbarer Erzeugungstechnologien im Energiemix der Zukunft zum Ausgleich der Residuallast aufgrund der fluktuierenden Einspeisung von Wind und PV nötig ist und dass der Import von solarthermisch erzeugtem Strom diese Aufgabe sehr gut und kostengünstig übernehmen kann (vgl. Elsner et al. 2015). Eine Studie aus den USA zeigt, dass durch solarthermisch erzeugten Strom die Aufnahmefähigkeit im Netz für fluktuierende Energiequellen wie Wind und PV sogar erhöht und der Gesamtanteil regenerativ erzeugter Energie gesteigert werden kann (vgl. Denholm und Mehos 2011). Eine weitere Studie geht davon aus, dass durch den Import von solarthermisch erzeugtem Strom mittels Punkt-zu-Punkt HGÜ-Verbindungen in europäische Ballungszentren der nötige Ausbau der Stromnetze in Europa deutlich verringert werden kann (Trieb et al. 2012). Das sollte die Akzeptanz insgesamt spürbar positiv beeinflussen.

Für die Politik und die wirtschaftlichen Entscheidungsträger wird eine positive Rolle spielen, dass der Lieferanteil deutscher Firmen an solarthermischen Kraftwerken mit bis zu 40 % sehr hoch ist.

Tab. 4-14 Übersicht Gesellschaftliche Akzeptanz

Technologien	Ebene Markt		Ebene Gesellschaft		Lokale Ebene	
	Marktakzeptanz		Sozialpol. Akzeptanz		Lokale Akzeptanz	
	Kunden, Haushalte, Nutzer, Industrie: Wie viel investieren Marktakteure?		Sozio-politische Entwicklungen, gesellschaftliche Stimmung / Diskurse; Image		Lokale Konflikte, Klagen, Aktivitäten von Bürgerenergie	
	Bewertung	Begründung/ Quelle (Studien)	Bewertung	Begründung/ Quelle (Studien)	Bewertung	Begründung/ Quelle (Studien)
Solarthermische Kraftwerke	bei Konsumenten: hohe Akzeptanz (1)	positive Eigenschaften überwiegen deutlich	eher hohe Akzeptanz (2)	positive Aspekte überwiegen; Studien zeigen positiven Einfluss auf Realisierung der Energiewende	eher hohe Akzeptanz (2)	Positive Auswirkungen überwiegen; negative Auswirkungen können abgemildert werden
	bei Investoren: mittlere Akzeptanz (3)	positive und negative Aspekte halten sich die Waage				

Bewertung mittels 5-stufiger Skala: Hohe Akzeptanz (1), eher hohe Akzeptanz (2), mittlere Akzeptanz (3), eher niedrige Akzeptanz (4), niedrige Akzeptanz (5)

4.8 Kriterium 10: Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit

Die in Wietschel et al. (2010) angegebene Entwicklung von Planungs- und Bauzeiten erscheinen aus heutiger Sicht zu optimistisch und wurden daher etwas konservativer angesetzt. Allerdings liegen hierzu keine systematischen Untersuchungen vor. Die ökonomische Nutzungsdauer kann jedoch aufgrund der Betriebserfahrungen der ersten Kraftwerke in Kalifornien (seit über 30 Jahren in Betrieb) optimistischer angesetzt werden. Die Auswertung neuerer Publikationen (IEA 2014; Acatech 2015; Greenpeace 2016) zeigt auch eine raschere Reduzierung der spezifischen Investitionskosten.

Tab. 4-15 Indikatoren zur Bewertung der Pfadabhängigkeit und Reaktionszeit des Technologiefeldes solarthermische Kraftwerke

Variable	Einheit	Heute	2020	2030	2040	2050
Planungszeit	Monate	> 12	12	12	12	12
Bauzeit	Monate	24	18	12	12	12
Ökonomische Nutzungsdauer	Jahre	> 30	35	35	40	40
Spezifische Investition	€ ₂₀₁₅ /kW	4.500	3.400	2.700	2.400	2.200

4.9 Kriterium 11: Abhängigkeit von Infrastrukturen

Bei der Abhängigkeit von Infrastrukturen haben sich gegenüber dem Vorgängerbericht (Wietschel et al. 2010) keine neuen Erkenntnisse ergeben. Solarthermische

Kraftwerke können in bestehende Netzinfrastrukturen integriert werden und aufgrund der integrierten Wärmespeicher gesicherte Leistung und Netzsystemdienstleistungen zur Verfügung stellen. Hierfür ist keine besondere Infrastruktur notwendig.

Für direkte Beiträge zur Stromversorgung in Deutschland und Europa mittels Hochspannungs-Gleichstromübertragung ist der Aufbau einer neuen Infrastruktur erforderlich.

Tab. 4-16 Abhängigkeit des Technologiefeldes solarthermische Kraftwerke von Infrastrukturen

	Ja	Nein
Die Nutzung der Technologie(n) ist <i>unabhängig</i> von Infrastrukturen möglich.	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Die Nutzung und Verbreitung der Technologie(n) ist von <i>bestehenden</i> Infrastrukturen abhängig.	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen <i>bestehende</i> Infrastrukturen ausgebaut werden.	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen <i>neue</i> Infrastrukturen gebaut werden.	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

4.10 Kriterium 12: Systemkompatibilität

Die Bewertung der Systemkompatibilität erfolgt qualitativ anhand von drei Leitfragen.

Diese werden für drei Anwendungsfälle beantwortet:

- 1 | Solarthermische Kraftwerke im Mittelmeerraum mit HGÜ nach Deutschland
- 2 | Solarthermische Kraftwerke für die regionale Stromversorgung im internationalen Markt
- 3 | Dezentrale Strom- und Wärmeversorgung durch Hybridisierung von (Biomasse-) Heizkraftwerken

Solarthermische Kraftwerke im Mittelmeerraum mit HGÜ nach Deutschland

Teilkriterium 12.1 Rückwirkungen

Rückwirkungen auf das Gesamtsystem sind nicht zu erwarten, da die Technologie zielgenau und marktgerecht in das vorhandene Stromnetz einspeisen wird.

Teilkriterium 12.2 Anpassungsaufwand

Wesentliche Voraussetzung ist die Schaffung von Punkt-zu-Punkt HGÜ-Verbindungen („Strompipelines“) zwischen Erzeugerzentren im Mittelmeerraum und geeigneten Einspeisepunkten, beispielsweise an Standorten stillgelegter Kernkraftwerke.

Teilkriterium 12.3 Wechselwirkungen

Bei hohen Anteilen fluktuierender erneuerbarer Energiequellen an der Stromversorgung kann die Technologie signifikant zur kostengünstigen und (fast) CO₂-freien Deckung der Residuallast beitragen. Dies schafft Freiräume zum weiteren Ausbau fluktuierender Erzeugungskapazitäten und reduziert den Bedarf an konventioneller Reservekapazität einschließlich der dort auftretenden Stand-by-Verbräuche.

Solarthermische Kraftwerke für die regionale Stromversorgung im Internationalen Markt

Teilkriterium 12.1 Rückwirkungen

Solarthermische Kraftwerke mit Speicher und/oder Zusatzfeuerung können sehr flexibel und bedarfsorientiert betrieben werden, so dass keine Rückwirkungen auf das Gesamtsystem zu erwarten sind.

Teilkriterium 12.2 Anpassungsaufwand

Zusätzliche Technologien sind nicht erforderlich. Gegebenenfalls sind in den Zielländern Versorgungsnetze aufzubauen oder zu verstärken, was aber angesichts des im Zuge der Entwicklung wachsenden Energiebedarfs ohnehin erforderlich wird.

Teilkriterium 12.3 Wechselwirkungen

Bei hohen Anteilen fluktuierender erneuerbarer Energiequellen an der Stromversorgung können Solarthermische Kraftwerke annähernd CO₂-frei zur Residuallastdeckung und Netzstabilisierung beitragen. Dadurch treten sie in Konkurrenz zu konventionellen Kraftwerken, die zu diesem Zweck in Reserve bzw. im Standby-Betrieb bereitgehalten werden müssten. Synergetisch wirkt die hohe Flexibilität der solarthermischen Kraftwerke, die sogar eine weitere Steigerung der Anteile kostengünstiger, fluktuierender Erzeugung im Netz ermöglicht.

Dezentrale Strom- und Wärmeversorgung durch Hybridisierung von (Biomasse-) Heizkraftwerken

Teilkriterium 12.1 Rückwirkungen

Dezentrale Heizkraftwerke dienen in erster Linie der lokalen Deckung des Strom- und Wärmebedarfs. Aufgrund des Anlagenkonzepts können sie bedarfsgerecht und flexibel betrieben und so negative Rückwirkungen auf das Gesamtsystem vermieden werden.

Teilkriterium 12.2 Anpassungsaufwand

Die Technologie wird entsprechend der jeweiligen lokalen Randbedingungen ausgelegt und betrieben. Verbreitung und effizienter Betrieb sollten durch Ausbildung lokalen Personals (capacity building) und Fernüberwachung mit entsprechender Diagnose- und Beratungsmöglichkeit unterstützt werden.

Teilkriterium 12.3 Wechselwirkungen

Dezentrale, hybride Heizkraftwerke können prinzipiell eine lokale, autarke Strom- und Wärmeversorgung sicherstellen. Dadurch wird die sichere Versorgung netzferner Standorte ohne aufwändigen Netzausbau ermöglicht. In netzgekoppelten Anwendungen kann die Technologie zur Stabilisierung insbesondere schwacher Randgebiete der Netze beitragen. Bei entsprechender Auswahl des Brennstoffs (Abfallbiomasse, Siedlungsabfälle) wird die Technologie außerdem Beiträge zur Lösung lokaler Entsorgungsprobleme leisten. Der Bedarf an fossilen Energieträgern zur Versorgung entlegener Standorte wird reduziert, einschließlich der aufwändigen Logistik.

5 F&E-Empfehlungen für die öffentliche Hand

5.1 Bewertung im Hinblick auf übergeordnete politische Zielsetzungen

5.1.1 Beitrag zur Erfüllung der energiepolitischen und klimapolitischen Vorgaben

Elektrizitätsversorgung international

Solarthermische Kraftwerke können bis 2050 etwa zu 10 % der weltweiten Stromproduktion beitragen (IEA 2014). Wesentlich ist ihre Fähigkeit zur flexiblen und bedarfsgerechten Stromerzeugung auf der Basis integrierter, kostengünstiger Wärmespeicher, ggf. unterstützt durch eine Zusatzfeuerung mit fossilen oder regenerativen Brennstoffen.

Energiewende in Deutschland

Einen vergleichbaren Beitrag zur heimischen Energiewende im Stromsektor können solarthermische Kraftwerke im Mittelmeerraum mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung ins deutsche Stromnetz erbringen (BMU 2012).

Sektorübergreifende Anwendungen

Dezentrale Anlagen in der Industrie könnten bis 2050 zusätzlich bis zu 3.500 GWth als Prozesswärme oder Prozessdampf bereitstellen (DCSP 2015).

Langfristig sind weitere Potenziale in sektorübergreifenden Anwendungen erschließbar, beispielsweise Wasserentsalzung und solare Kraftstofferzeugung.

5.1.2 Ausbau der führenden Position deutscher Unternehmen

Negativer Trend

Deutsche Unternehmen waren bis in jüngste Zeit an Kraftwerksneubauten mit Leistungen und Lieferungen im Umfang von bis zu 40 % der Projektsumme beteiligt. Aktuelle Verunsicherungen führten zum Rückzug mehrerer führender deutscher Unternehmen aus diesem Markt. Die verbliebenen, meist kleinen und mittelständischen Unternehmen geraten zunehmend unter Preisdruck der wachsenden Anzahl ausländischer Wettbewerber. In dieser Situation lassen sich Qualität und Innovation nur schwer am Markt durchsetzen, zumal finanzstarke, deutsche Generalunternehmer fehlen.

Qualität und Innovation unterstützen

Zur Stärkung der Position deutscher Unternehmen sind Maßnahmen zur Etablierung internationaler (Qualitäts-) Standards sowie Anschubfinanzierungen für den Transfer der innovativen nächsten Technologiesgenerationen in den Markt (Referenz- und Pilotanlagen) erforderlich.

5.1.3 Sicherung technologischer Optionen

Flexibler Netzbetrieb – Kein Lock-in

Die Flexibilität im Betrieb solarthermischer Kraftwerke ermöglicht die Anpassung der Operationsstrategien an sich wandelnde Randbedingungen in den Netzen und hält diese offen für zukünftige Entwicklungen und Optimierungen.

Basis für Zukunftstechnologien: Solare Verfahrenstechnik

Die Entwicklung und Demonstration innovativer solarthermischer Kraftwerkstechnologien schafft Synergien zu zukünftigen Technologieoptionen. So können beispielsweise Heliostatfeld-spezifische Technologien und Know-How direkt übertragen werden auf Anwendungen mit Receivern zur Bereitstellung von Hochtemperatur-Prozesswärme oder Receiver-Reaktoren in Anlagen zur Produktion solarer Kraftstoffe.

5.1.4 Synergien mit anderen Bereichen

Internationale F&E-Kooperation

Deutsche F&E-Aktivitäten können und sollten Synergien mit entsprechenden internationalen Programmen nutzen. Die im Rahmen des Europäischen „Strategic Energy Technology (SET) Plan“ identifizierten Themen sind in die Darstellung in Kapitel 5.2 „Wichtige künftige Themen“ eingeflossen. Um deutschen Firmen den Zugang zu neuen Märkten (z. B. MENA, Chile, Südafrika, China, Indien) zu erleichtern und eine Basis für eine nachhaltige Zusammenarbeit zu ermöglichen (z. B. durch gemeinsames IP), sollte die Förderung bilateraler F&E-Aktivitäten ausgebaut werden.

Entwicklungszusammenarbeit

Solarthermische Kraftwerkstechnologien bieten aufgrund ihrer Zielregionen ein besonderes Potenzial zur Entwicklungszusammenarbeit. Neben der regionalen Energieversorgung tragen sie durch vergleichsweise hohe lokale Wertschöpfung bei Bau und Betrieb zur Verbesserung der Lebensbedingungen und letztlich zur Reduzierung von Migrationsursachen bei. Dieser Aspekt kann durch Entwicklung angepasster, dezentraler Technologieoptionen und -Dienstleistungen gestärkt werden.

5.2 Wichtige künftige Themen

5.2.1 Unterstützung des Markteintritts

Pilotanwendungen der nächsten Technologiegeneration

Folgende marktnahe Technologien erfordern als letzten Schritt vor der Kommerzialisierung Referenz- oder Pilotanlagen in relevantem Maßstab:

- Verbesserte Salzreceivertechnologie für Turmkraftwerke
- Parabolrinnentechnologie mit Silikonöl
- Parabolrinnen- und Linear Fresnel Technologie mit Salzschnmelze
- Kommerzieller Scale-up für volumetrische Luftreceivertechnologie
- Dezentrale KWK mit Parabolrinne und direkter Dampferzeugung

Qualitätssicherung und Standardisierung

Entwicklung von Verfahren und Werkzeugen zur optischen und thermischen Qualifizierung von Konzentratoren, Receivern und anderen technologiespezifischen Komponenten, Untersuchung und Bewertung des Einflusses von Wüstenklima, gesteigerten Betriebstemperaturen und neuen Wärmeträgermedien auf Performance und Lebensdauer, Definition von Anforderungen an Planungs- und Berechnungswerkzeuge und deren Validierung, Mitarbeit in internationalen Normungsgremien.

5.2.2 Steigerung der Systemwirkungsgrade

Steigerung der Prozesstemperatur

Neue Wärmeträgermedien (neue Salzmischungen, Partikel, Flüssigmetalle, Silikonöl); Untersuchung der thermophysikalischen Eigenschaften, Alterung, Korrosivität etc.; Entwicklung angepasster Komponenten und Betriebsweisen

Verbesserte Energieumwandlungsprozesse

Ausnutzung der erhöhten Prozesstemperatur durch superkritische Dampfprozesse, GUD-Prozess, offene oder geschlossene Gasturbinenkreisläufe, superkritischen CO₂-Prozess; Entwicklung und Optimierung von Prozessmodellen und Komponenten; Demonstration im Technikums- oder nahezu kommerziellen Maßstab

5.2.3 Reduzierung der Investitionskosten

Komponenten

Materialsparende Konstruktion, kostengünstige Materialien, verbesserte Leistungsfähigkeit von Konzentratoren und Receivern

Fertigung und Montage

Fertigungs- und montagefreundliche Konstruktion, Serienfertigung, integrierte Qualitätssicherung, Automatisierung, Reduzierung der Anforderungen an Infrastruktur und Peripherie (z. B. selbstkalibrierender, autonomer Heliostat)

5.2.4 Effizienzsteigerung des Anlagenbetriebs

Numerisch unterstützte Optimierung von Betrieb und Wartung

Einbeziehung von Wetter- und Marktvorhersage aktuellem Anlagenzustand in modellbasierte Echtzeit-Betriebsoptimierung, Automatisierung und Fernüberwachung

5.2.5 Sektorübergreifende Anwendungen

Hybridisierung und Kraft-Wärme-Kopplung

Dezentrale Anlagen moderater Größe bieten Chancen zur Verbreiterung der Technologiebasis durch vielfältige, kleinere Akteure; Senkung der Schwelle zum Markteintritt durch geringeres Investitionsvolumen; Erschließung neuer Marktnischen (Industrie, Hotelanlagen, Nahwärmenetze, ländliche Elektrifizierung)

Wasserproblematik

Entwicklung wassersparender Technologien für Betrieb und Wartung, Wasserrückgewinnung und Frischwassergewinnung durch Entsalzung.

Solare Verfahrenstechnik

Entwicklung von Grundlagen, Verfahren und Komponenten für zukünftige Anwendungen in Chemie und Verfahrenstechnik (beispielsweise Produktion von Kraftstoffen, Dünger oder Zement)

Literaturverzeichnis

- Aalborg CSP (2017): CSP for combined heat and power generation, Denmark.
<http://www.aalborgcsp.com/projects/csp-for-combined-heat-and-power-generation-denmark/>. Letzter Zugriff: 06.06.2017.
- Acatech (2015): Energiesysteme der Zukunft - Solarthermische Kraftwerke - Technologiesteckbrief in R. Pitz-Paal und P. Elsner (Hrsg.): Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050, November 2015.
- ACWA Power (2015): Noor III Tower CSP Plant, Ouarzazate, Morocco - Specific Environmental and Social Impact Assessment. Study prepared by 5 Capitals Environmental and Management Consulting. Dubai, UAE.
- DCSP (2015): Positionspapier Dezentrale Erzeugung von Strom und Wärme mit CSP.
http://deutsche-csp.de/wp-content/uploads/150508-Deutsche-CSP_Positionspapier_CG-ER.pdf. Letzter Zugriff: 16.06.2017
- Denholm, P.; Mehos, M. (2011): Enabling Greater Penetration of Solar Power via the Use of CSP with Thermal Energy Storage. NREL Technical Report, NREL/TP-6A20-52978, November 2011.
- Dieckmann, S.; et al. (2016): LCOE Reduction Potential of Parabolic Trough and Solar Tower CSP Technology until 2025, SolarPACES Konferenz 2016 in Abu Dhabi, Veröffentlichung in Vorbereitung.
- DLR; Fraunhofer IWES; IfnE (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Schlussbericht an das BMU vom 29.03.2012. FKZ 03MAP146.
- Elsner, P.; Erlach, B.; Fishedick, M. (2015): Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050: Technologien – Szenarien – Systemzusammenhänge (Analyse aus der Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft), München 2015. (Volltext-Download unter: : www.acatech.de/esys).
- Greenpeace (2016): Solar Thermal Electricity. Global Outlook 2016 Greenpeace, Estela, SolarPACES. http://www.estelasolar.org/wp-content/uploads/2016/02/GP-ESTELA-SolarPACES_Solar-Thermal-Electricity-Global-Outlook-2016_Full-report.pdf. Letzter Zugriff 12.06.2017.
- IEA (C. Philibert, P. Frankl, C. Tam, Y. Abdelilah, H. Bahar, S. Müller, U. Remme, M. Waldron) (2014): Technology Roadmap Solar Thermal Electricity 2014 edition. IEA Publications,
- IRENA (2016): The Power to Change: Solar and Wind Cost Reduction Potential To 2025.
http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Power_to_Change_2016.pdf. Letzter Zugriff: 12.05.2017
- Jorgenson, J.; Denholm, P.; Mehos, M. (2014): Estimating the Value of Utility-Scale Solar Technologies in California Under a 40 % Renewable Portfolio Standard. Technical Report NREL/TP-6A20-61685, Mai 2014.

- Kraemer, S. (2017): <https://cleantechnica.com/2017/03/13/solarreserve-bids-24-hour-solar-6-3-cents-chile/>. Letzter Zugriff: 29.07.2017.
- Lenz, V.; Müller-Langer, F.; Denysenko, V.; Daniel-Gromke, J.; Rensberg, N.; Rönsch, C.; Janczik, S.; Kaltschmitt, M. (2017): Jahresübersicht Erneuerbare Energien. BWK 69 (5) 55-74.
- Maccari, A.; Bissi, D.; Casubolo, G.; Guerrini, F.; Lucatello, L.; Luna, G.; Rivaben, A.; Savoldi, E.; Tamano, S.; Zuanella, M. (2015): Archimede Solar Energy molten salt parabolic trough demo plant: a step towards the new frontiers of CSP. Energy Procedia 69 (2015) 1643-1651.
- NREL (2016): Database on CSP. <https://www.nrel.gov/csp/solarpaces/index.cfm>. Letzter Zugriff: 27.07.2016.
- OECD; IEA (2017): OECD/IEA Datenbank. www.iea.org/statistics, Licence: www.iea.org/t&c; as modified by DLR http://wds.iea.org/wds/ReportFolders/ReportFolders.aspx?CS_referer=&CS_ChosenLang=en (Data Services>all reports> Energy Technology RD&D 2016 edition free access>Detailed Country RD&D Budgets).
- Quaschning (2017): <http://www.volker-quaschning.de/datserv/ren-Leistung/index.php>. Letzter Zugriff: 13.06.2017.
- Soares, J.; Oliveira, A.; Dieckmann, S.; et al. (2017): Evaluation of the performance of hybrid CSP/Biomass Power Plants, 16th International Conference on Sustainable Energy Technologies, 17th - 20th of July 2017, Bologna, IT. (Im Review-Prozess)
- The National (2017): <http://www.thenational.ae/business/energy/20170605/dubai-set-for-worlds-cheapest-night-time-solar-power>. Letzter Zugriff: 29.07.2017.
- Trieb, F.; Hess, D. (2016): Solarstromexport als Baustein einer Energiepartnerschaft Europas und Nordafrikas. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 66 (10) 2-6.
- Trieb, F.; Schillings, C.; Pregger, T.; O'Sullivan, M. (2012): Solar Electricity imports from the Middle East and North Africa to Europe. Energy Policy 42 (2012) 341-353.
- Wietschel, Martin; Arens, Marlene; Dötsch, Christian; Herkel, Sebastian; Krewitt, Wolfram; Markewitz, Peter; Möst, Dominik; Scheufen, Martin (2010): Energietechnologien 2050 - Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung. ISI-Schriftenreihe Innovationspotentiale. Stuttgart: Fraunhofer Verlag. <https://www.energietechnologien2050.de>
- Wuppertal Institut; Germanwatch (2015): Social CSP – Energy and development: exploring the local livelihood dimension of the Nooro I CSP project in Southern Morocco. Final report to the German Federal Ministry for Economic Cooperation and Development (BMZ). Wuppertal, Bonn: Wuppertal Institute for Climate, Environment and Energy; Germanwatch.

6 Anhang

6.1 Kurzbeschreibung Solarturmtechnologien mit alternativen Wärmeträgermedien

6.1.1 Solarturmsysteme mit offenem Luftreceiver und Luft als Wärmeträgermedium

Der Einsatz des offenen volumetrischen Receivers erlaubt die Nutzung von Umgebungsluft als Wärmeträger. Herzstück des volumetrischen Receivers ist eine Absorberstruktur mit hoher offener Porosität, in deren Tiefe die konzentrierte Solarstrahlung absorbiert und an deren hoher inneren Oberfläche an die durchströmende Luft übertragen wird. Bisher als volumetrische Absorberstrukturen getestet wurden Drahtgestricke, Folien und Schäume aus Metall sowie Kanalstrukturen, Fasermatten und Schäume aus Keramik. Stand der Technik ist der sog. „HiTRec“-Receiver mit einem Parallelkanalmonolith aus Siliziumkarbid von etwa 50 % offener Porosität und rund $1.000 \text{ m}^2/\text{m}^3$ innerer Oberfläche.

Luft als Wärmeträger ist thermisch stabil und einphasig gasförmig über den gesamten technisch relevanten Temperaturbereich von -50 °C bis weit über 1.000 °C . Es ist zudem ungiftig, nicht korrosiv, kostenlos und überall verfügbar. Die hohe Wärmeträger-Temperatur erlaubt die Nutzung hocheffizienter Kraftwerksprozesse (z. B. Dampfprozesse mit 620 °C). Zur Speicherung kann die Wärme an einen Feststoff-Schüttgut-Speicher, ähnlich den Winderhitzern in Stahlwerken, übertragen werden.

Ein Solarturmkraftwerk mit volumetrischem Receiver und Luft als Wärmeträger ist in Abb. 6-1 dargestellt. Durch das Heliostatfeld wird die Absorberstruktur an der Spitze eines Turms durch die konzentrierte Solarstrahlung erhitzt. Umgebungsluft wird durch die Absorberstruktur gesaugt und dadurch auf ca. 650 °C erhitzt. Die heiße Luft wird durch einen Abhitzedampferzeuger geleitet, ähnlich dem Dampfprozess einer GuD-Anlage. Momentan überschüssige Heißluft wird durch einen Speicher geleitet und gibt dort die Wärme an einen Feststoff ab. Ist die direkte Wärmeleistung aus dem Receiver für den Dampfprozess nicht ausreichend, wird der Speicher in umgekehrter Richtung durchströmt und die gespeicherte Wärme wieder an die Luft übertragen und im Kessel genutzt. Die abgekühlte Luft hinter dem Kessel enthält noch eine gewisse Restwärme und wird daher vor den Receiver geleitet und dort – teilweise – wieder eingesaugt. Ein Demonstrations- und Versuchskraftwerk nach diesem Schema mit 1.500 kWe Nennleistung wurde 2009 in Jülich in Betrieb genommen.

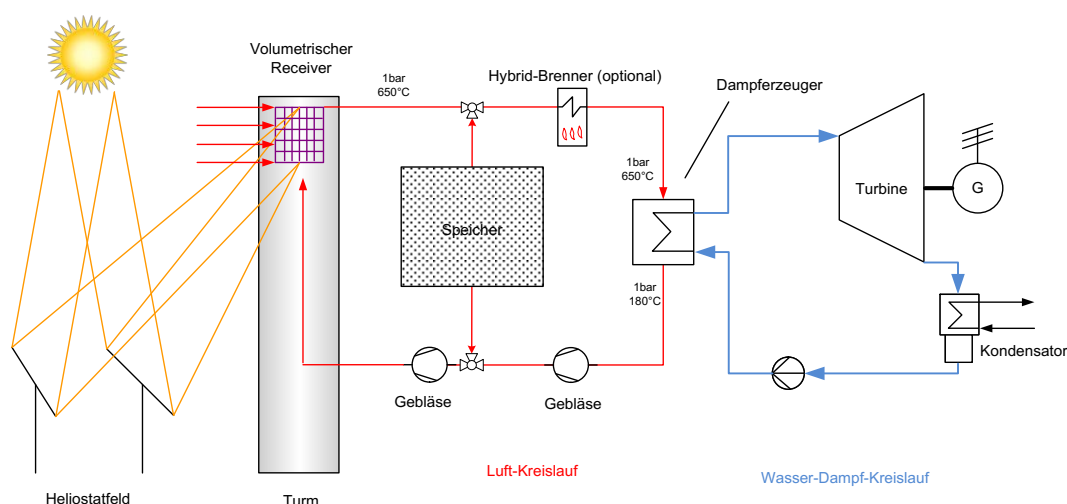


Abb. 6-1 Schema eines Solarturm-Kraftwerks mit volumetrischem Receiver und Luft als Wärmeträgermedium

6.1.2 Solarturmsysteme mit keramischen Partikeln als Wärmeträger- und Speichermedium

Die Nutzung keramischer Partikel als Wärmeträger- und -speichermedium stellt eine weitere Option zur Kostenreduktion bei Solarturm-Systemen dar. Keramische Partikel sind kostengünstig verfügbar und eröffnen wesentliche neue Anwendungsspielräume. Bauxit-Partikel mit einer Größe von ca. 1 mm werden industriell in großem Maßstab für verschiedene Anwendungen eingesetzt und sind ein Beispiel für geeignete Partikelmaterialien. Die Vorteile von Partikelsystemen sind:

- Temperaturbereich bis mindestens 1.000 °C frei wählbar, keine Überhitzungsgefahr (Partikel sind chemisch stabil)
- keine Einfriergefahr
- Receiver mit Direktabsorptions-Konzept ermöglicht hohe Wirkungsgrade bei hohen Temperaturen
- hohe Wärmeträger-Temperatur erlaubt Nutzung hocheffizienter Hochtemperatur-Kraftwerksprozesse (z. B. Dampfturbinen mit 620 °C)
- kostengünstiges Wärmespeichermedium
- die freie Wahl des Wärmeträger-Temperaturbereichs ermöglicht eine Kostenoptimierung ohne wesentliche technologische Einschränkungen

Ein Solarturm-System auf der Basis von keramischen Partikeln ist in Abb. 6-2 schematisch dargestellt. Die keramischen Partikel werden bei Solarbetrieb aus dem Kaltspeicher (z. B. bei 400 °C) zum Receiver transportiert und dort erhitzt. Dabei absorbieren die dunklen Partikel die konzentrierte Solarstrahlung direkt ohne vorigen Wärmedurchgang durch eine Rohrwand. Der Einsatz hochtemperaturbeständiger Legierungen kann damit signifikant reduziert werden, wodurch die Kosten gesenkt werden können. Die erhitzten Partikel (z. B. bei 800 °C) werden dem Heißspeicher zugeführt. Zur Stromerzeugung werden die heißen Partikel aus diesem Speicher abgezogen und dem Dampferzeuger zugeführt, der die Turbine speist. Die abgekühlten Partikel werden zum Kaltspeicher transportiert.

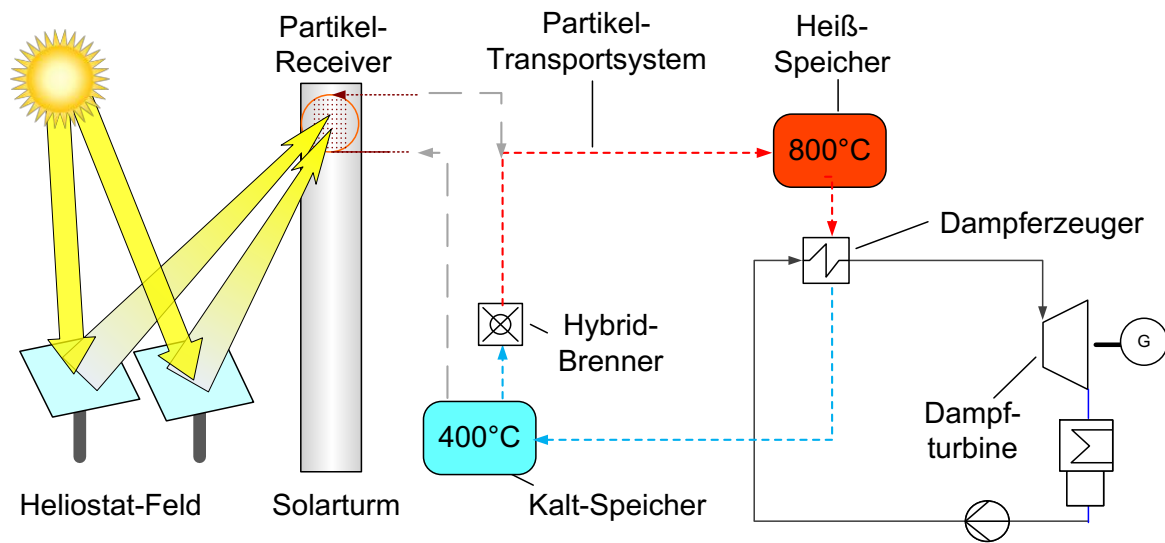


Abb. 6-2 Schema eines Solarturm-Kraftwerks mit Partikeln als Wärmeträger- und Speichermedium

Die erwartete Kostenreduktion setzt sich zusammen aus

- der Reduktion der Heliostatfeld-Größe, aufgrund des höheren Gesamtwirkungsgrades
- niedrigeren Receiverkosten
- niedrigeren Speicherkosten
- weiteren Einsparungen beim Gesamtsystem (z. B. Verzicht auf Trace Heating zur Vermeidung des Einfrierens).

Partikel-Systeme werden auch im Rahmen des US-DoE-SunShot-Programms als eine von drei erfolgversprechenden Technologie-Optionen zur Erreichung höherer Betriebsparameter und reduzierter Kosten angesehen³.

Solare Partikelsysteme werden darüber hinaus als vielversprechende Option für die Bereitstellung solarer Hochtemperatur-Prozesswärme angesehen. Neben den hohen Wirkungsgraden und niedrigen Kosten spielt hierbei die Möglichkeit zum Transport der heißen Partikel eine Rolle, die den Aufbau eines Solarsystems bis zu einer Entfernung von mehreren km vom Nutzungsort gestattet. Somit entsteht ein viel größerer Spielraum bei der Auswahl geeigneter Flächen für die Aufstellung des Solarsystems.

6.1.3 Solarturmsysteme mit Flüssigmetallen als Wärmeträgermedium

Die wesentlichen Vorteile zur Nutzung von Natrium als Wärmeübertragungsmedium in Solarreceivern sind die sehr guten Wärmeübertragungseigenschaften und der große Betriebstemperaturbereich (Schmelzpunkt 97,8 °C, Verdampfungstemperatur 882,8 °C). Dadurch ist es möglich den Receiver mit deutlich höheren Temperaturen

³

“Concentrating Solar Power Gen3 Demonstration Roadmap”,
<http://www.nrel.gov/docs/fy17osti/67464.pdf>

und Flussdichten im Vergleich zur derzeit eingesetzten Salzreceiver-Technologie (565 °C , $\sim 1\text{ MWth/m}^2$) zu betreiben.

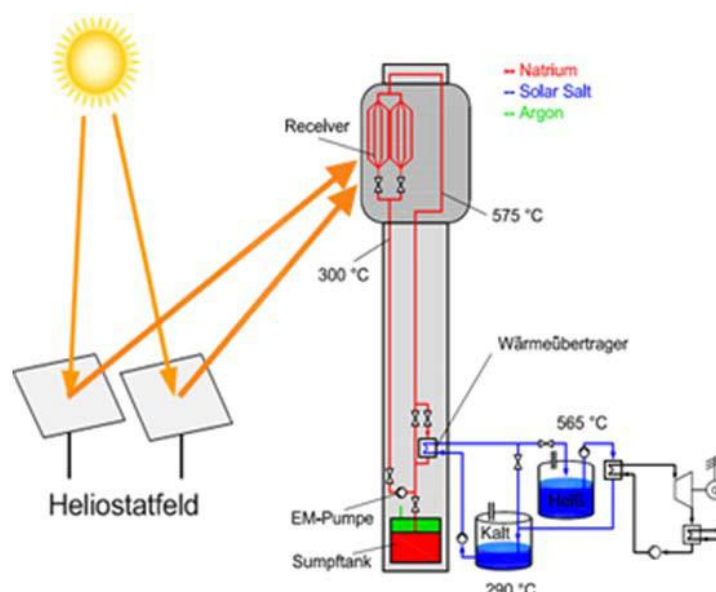


Abb. 6-3 Schema eines Solarturm-Kraftwerks mit Flüssigmetall als Wärmeträger- und Speichermedium

Für das Receiverdesign bedeutet das:

- Die Absorberfläche kann ca. 50 % kleiner im Vergleich zum Salzreceiver sein
- Die Betriebstemperatur kann bis ca. 750 °C betragen
- Die zulässigen Flussdichten können bis ca. $2,5\text{ MWth/m}^2$ betragen, was zu geringeren thermischen Verlusten führt
- Höhere Wirkungsgrade (über den gesamten Betriebsbereich)
- Geringere Kosten aufgrund der kleineren Absorberfläche
- Benötigt weniger Verlustenergie für die elektrische Begleitheizung („trace heating“) aufgrund geringerer Gefahr des Einfrierens im Vergleich zu Salzreceiver
- Weniger Energieverluste im transienten Betrieb (z. B. bei Wolkendurchgang) im Vergleich zu Salzreceiver
- Durch einen geschlossenen Natriumkreislauf (Receiver zu Wärmeüberträger) können die Pumpverluste im Vergleich zum Salzreceiver entscheidend reduziert werden.

Diesen Vorteilen steht die hohe Reaktivität und somit Brandgefahr von Natrium gegenüber, wenn es mit Wasser oder Luft in Berührung kommt. Hierzu kann auf umfangreiche Erfahrung beim Umgang mit Natrium aus industriellen und kerntechnischen Anlagen zurückgegriffen werden, um die Risiken zu minimieren und einen sicheren Anlagenbetrieb zu gewährleisten.

In Solarkraftwerken wurden die guten Wärmeübertragungseigenschaften der Flüssigmetalle schon experimentell untersucht. Durch einen schweren Natriumbrand auf der PSA im Jahre 1986 wurden Flüssigmetalle jedoch seit dieser Zeit nicht mehr betrachtet. Erst in jüngster Zeit wird die Forschung in diesem Bereich wieder aufgenommen.

6.2 Aktueller Kraftwerkspark (Ende 2014)

Tab. 6-1 Bis Ende 2014 weltweit installierte solarthermische Kraftwerke

Country	power plant name	Capacity [MW]	annual production [GWh/a]	Technology	Company/Developer	Install date
Egypt	ISCC AI Kuraymat	20	34	PT	NREA (New Renewable Energy Authority) & Solar Millennium	2011
India	Godawari	50	118	PT	Godawari Green Energy Limited	2013
India	Reliance Areva CSP 1 (Dhursar)	125	280	LFR	Reliance Power AREVA	2014
India	Megha Solar Plant	50	110	PT	Megha Engineering & Infrastructure	2014
Italy	Archimede	5	92	PT	ENEL	2010
Morocco	Ain Beni Mathar Plant ISCC	20	55	PT	L'Office National de l'Électricité (ONE)	2011
Spain	Andasol 1	20	158	PT	Cobra & RREEF & AN-TIN	2008
Spain	Andasol 2	50	158	PT	Cobra & RREEF & AN-TIN	2009
Spain	La Risca - Alvarado 1	50	102	PT	Acciona / Mitsubishi Corp.	2009
Spain	Puerto Errado 1	1	2	LFR	Novatec	2009
Spain	Ibersol Puertollano	50	103	PT	IBERCAM (Iberdrola Solar de Puertollano)	2009
Spain	Central La Florida	50	175	PT	Renovables Samca	2010
Spain	Extresol 2	50	158	PT	Cobra	2010
Spain	Palma del Río II	50	116	PT	Acciona	2010
Spain	Majadas	50	100	PT	Acciona	2010
Spain	Arcosol 50 / Valle 1	50	175	PT	Torresol	2011
Spain	Central La Dehesa	50	175	PT	Renovables Samca	2011
Spain	Extresol 3	50	158	PT	Cobra	2011
Spain	Gemasolar	20	110	CR	Torresol	2011
Spain	Helioenergy 1 (Ecija Solar	50	95	PT	Abengoa Solar & EON	2011

Country	power plant name	Capacity [MW]	annual production [GWh/a]	Technology	Company/Developer	Install date
	Complex)					
Spain	Lebrija 1	50	120	PT	Simens/Valoriza	2011
Spain	Manchasol 2	50	158	PT	Cobra	2011
Spain	Termosol 50 / Valle 2	50	175	PT	Torresol	2011
Spain	Aste 1A	50	170	PT	Aries Termosolar & Elecnor & Eiser = Dioxipe Solar	2012
Spain	Aste 1B	50	170	PT	Aries Termosolar & Elecnor & Eiser = Dioxipe Solar	2012
Spain	Consol Orellana	50	118	PT	Acciona	2012
Spain	Helioenergy 2 Ecija Solar Complex)	50	95	PT	Abengoa Solar & EON	2012
Spain	Helios I (Castilla-La Mancha)	50	97	PT	Abengoa Solar	2012
Spain	Helios II (Castilla-La Mancha)	50	97	PT	Abengoa Solar	2012
Spain	La Africana	50	170	PT	Magtel, TSK, Ortiz	2012
Spain	Guzmán	50	104	PT	FCC & Mitsui	2012
Spain	Morón	50	100	PT	Iberecoica Solar	2012
Spain	Olivenza 1	50	100	PT	Iberecoica Solar	2012
Spain	Puerto Errado 2	30	49	LFR	Novatec & EBL & IWB & EWZ & EKZ & EWB	2012
Spain	Solaben 2 (Extremadura Solar complex)	50	100	PT	Abengoa Solar & ITOCHU	2012
Spain	Solaben 3 (Extremadura Solar complex)	50	100	PT	Abengoa Solar & ITOCHU	2012
Spain	Termosolar Borges	23	98	PT	Abantia / Comsa EMTE	2012
Spain	Arenales PS	50	166	PT	OHL / STEAG / RREEF	2013
Spain	Casablanca	50	160	PT	Cobra	2013
Spain	Enestar Villena	50	100	PT	FCC & Otros	2013
Spain	Solaben 1 (Ext-	50	100	PT	Abengoa Solar	2013

Country	power plant name	Capacity [MW]	annual production [GWh/a]	Technology	Company/Developer	Install date
	remadura Solar complex)					
Spain	Solaben 6 (Ext-remadura Solar complex)	50	100	PT	Abengoa Solar	2013
Spain	Termosol 1	50	180	PT	Nextera & FPL	2013
Spain	Termosol 2	50	180	PT	Nextera & FPL	2013
Spain	PS20 (Solucar complex)	20	48	CR	Abengoa Solar - Plataforma Solúcar	2009
Spain	Manchasol I	50	158	PT	Cobra	2011
Spain	Solnova 4 (Solucar complex)	50	114	PT	Abengoa Solar - Plataforma Solúcar	2010
Spain	Extresol 1	50	158	PT	Cobra	2010
Spain	Solarcor 1 (El Carpio Solar complex)	50	100	PT	Abengoa Solar & JGC Corp	2012
Spain	Palma del Río I	50	116	PT	Acciona	2011
Spain	PS10 (Solucar complex)	11	23	CR	Abengoa Solar - Plataforma Solúcar	2007
Spain	Astexol II	50	170	PT	Aries Termosolar & Elecnor & Eiser = Dioxipe Solar	2012
Spain	Solarcor 2 (El Carpio Solar complex)	50	100	PT	Abengoa Solar & JGC Corp	2012
Spain	Solnova 1 (Solucar complex)	50	114	PT	Abengoa Solar - Plataforma Solúcar	2010
Spain	Solnova 3 (Solucar complex)	50	114	PT	Abengoa Solar - Plataforma Solúcar	2010
Spain	Andasol 3	50	175	PT	Ferrostaal & Solar Millennium & RWE & Rhein Energy & SWM	2011
UAE	Shams 1	100	210	PT	Masdar & Abengoa&Total	2013
USA	Saguaro Solar Power Station	1	2	PT	Arizona Public Service	2006
USA	Nevada Solar One	64	134	PT	Acciona	2007
USA	Holaniku at Keyhole Point	2	4	PT	Keahole Solar Power, LLC	2009

Country	power plant name	Capacity [MW]	annual production [GWh/a]	Technology	Company/Developer	Install date
USA	Martin Next Generation Solar Energy Center (MNGSEC)	75	155	PT	Florida Power & Light Company (FPL)	2010
USA	Ivanpah Solar Power Facility (3 plants - IS-EGS)	392	1.079	CR	BrightSource Energy	2013
USA	Solana Generating Station	280	944	PT	Abengoa Solar	2013
USA	Abengoa Mojave Solar Park	280	600	PT	Abengoa Solar	2014
USA	Genesis Solar Energy Project	250	300	PT	NextEra Energy	2014
USA	Systems (SEGS - 9 plants)	354	662	PT	Company (FPL)	1984-1990
Total operational End 2014		4.343	10.960			

Quelle: Greenpeace 2016 Appex 1 mit eigenen Korrekturen

6.3 Stromimport in verschiedenen Szenarien

Tab. 6-2 Ausgewertete Quellen zum Stromimport aus solarthermischen Kraftwerken

Quelle	Energietechnologien 2050 ¹	Leitstudie 2011 ²	Solar Electricity imports ³
	TWh/a	TWh/a	TWh/a
2020			
2030	23	7	48
2040		31,4	66
2050	75	41,9	84

Quelle: ¹ Wietschel et al. (2010); ² Nitsch (2012); ³ Trieb (2012)

6.4 CO₂-Vermeidungspotenzial

Die Abschätzung des CO₂-Emissionsfaktors des am Übergabepunkt in Deutschland eingespeisten Stroms aus CSP-Kraftwerken erfolgt anhand zweier Szenarien auf der Basis der in ACATECH (2015) dokumentierten Daten. Diese bilden die obere und untere Grenze der dort untersuchten Fälle.

Tab. 6-3 Bestimmung der CO₂-Emissionsfaktoren

	Einheit	Turm Marokko	Rinne Spanien
Grunddaten			
DNI	kWh/m ² a	2.935	2.111
Zusatzfeuerung für Grundlastbetrieb	%	9,9	30
CO ₂ -Emissionsfaktor Erdgasfeuerung	t/MWh _t	0,247	0,247
CO ₂ -Emissionsfaktor für Bau	t/MWh _e	0,015	0,020
HGÜ Übertragungswirkungsgrad	%	87,1	89,6
Systemwirkungsgrad thermisch → elektrisch	Eigene Interpolation auf der Basis von ACATECH (2015)		
2030	%	47	42
2040	%	49	44
2050	%	50	45
Berechnete Zwischenwerte			
CO ₂ -Emissionsfaktor CSP-Betrieb			
2030	t/MWh _e	0,052	0,176
2040	t/MWh _e	0,050	0,168
2050	t/MWh _e	0,049	0,165
CO ₂ -Emissionsfaktor inkl. Bau und Übertragung			
2030	t/MWh _e	0,077	0,219
2040	t/MWh _e	0,075	0,210
2050	t/MWh _e	0,073	0,206
Einsparung gegenüber Referenztechnologie ^{*)}			
2030	t/MWh _e	0,796	0,654
2040	t/MWh _e	0,763	0,628
2050	t/MWh _e	0,747	0,614
^{*)} CO ₂ -Emissionsfaktoren der Referenztechnologie [t/MWh _e]: 2030: 0,873; 2040: 0,838; 2050: 0,820			